ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA

DO

SISTEMA ELÉTRICO

A. Leite Garcia
João J. E. Santana
M. José Resende
Pedro Verdelho

ÍNDICE

1 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A PROCURA E A OFERTA DE ENERGIA..................... 9

1.1 Introdução 9

1.2 As necessidades energéticas 10

1.3 A procura de energia.. 11

1.4 A Oferta de Energia 13
1.4.1 Energia primária 13
1.4.2 Vetores de energia 18
1.4.3 A eletricidade 19

1.5 O custo da eletricidade 21

1.6 Questões ambientais.. 23
1.6.1 Regular para aumentar a racionalidade do mercado 23
1.6.2 Efeitos da adoção de taxas de carbono 25
1.6.3 Direitos de emissão versus taxas de carbono.. 26
1.6.4 Funcionamento e vantagens dos mercados de carbono 29
1.6.5 Fiscalidade complementar exigindo grande harmonização internacional 32

2 PROCURA DA ENERGIA ELÉTRICA 35

2.1 Introdução 35

2.2 Procura muito Variável no Tempo 35

2.3 A Variabilidade do Consumo com a Temperatura Ambiente....................................... 40

2.4 Diferenciação geográfica e por nível de tensão 42

2.5 Nova Incerteza: a Quota de Mercado... 45

3 SATISFAÇÃO DA PROCURA E CUSTOS NO SISTEMA ELÉTRICO.................................. 49

3.1 Introdução 49

3.2 Investimentos e Custos na Produção 50
3.2.1 Função de produção da energia elétrica.. 50
3.2.2 Custos de um centro electroprodutor 50
3.2.3 Custos de produção do sistema electroprodutor.. 52
3.2.3.1 Custos no sistema equilibrado 52
3.2.3.2 Considerações sobre os custos médios e marginais.................................. 57
3.2.3.3 Custos das centrais hidroelétricas.. 59
3.2.3.4 Sistema produtor não dominantemente térmico 60
3.2.3.5 Efeitos de um choque nos preços dos combustíveis 61
3.2.4 Complementaridade e coexistência de várias tecnologias 63
3.2.5 Notas sobre o dimensionamento económico dos sistemas electroprodutores.............. 64

3.2.5.1 Abandono parcial do contexto determinista 64
3.2.5.2 Sistema bem dimensionado 65
3.2.5.3 Consideração da incerteza nas tecnologias e nos preços 67
3.2.6 A questão do risco nos custos de produção 69
3.2.6.1 Os riscos associados à produção e quem os assume 69
3.2.6.2 Inclusão do prémio de risco no custo de capital 70
3.2.6.3 A volatilidade dos custos variáveis 73

3.3 Investimentos e Custos na Rede de Transporte 75
3.3.1 A função integradora da rede de transporte 75
3.3.1.1 Introdução 75
3.3.1.2 Planeamento da rede de transporte 75
3.3.2 A estrutura de custos e períodos tarifários 76
3.3.3 A interligação com outras redes 77

3.4 Investimentos e Custos nas Redes de Distribuição 82
3.4.1 A rede de distribuição é o elo de ligação aos pequenos e médios consumidores finais 82
3.4.2 Dimensionamento económico das redes de distribuição 83
3.4.3 O cálculo de custos marginais do uso de redes 86
3.4.4 As perdas nas redes e custo marginal de fornecimento de energia elétrica 89
3.4.5 O custo da potência 94
3.4.5.1 Os principais encargos a considerar 94
3.4.5.2 Os encargos das ligações e alguns reforços de rede 95
3.4.5.3 A afetação à potência contratada e à potência tomada 96
3.4.6 A penalização por energia reativa em excesso 99
3.4.7 A promoção da qualidade de serviço e gestão do cliente 102

3.5 Coordenação global do Sistema 111
3.5.1 Objetivos e funções desempenhadas 111
3.5.2 Gestão técnica do sistema elétrico 111

3.6 Comercialização 113

4 GARANTIA DE ABASTECIMENTO 115

4.1 Introdução 115

4.2 Garantia de Abastecimento e Interruptibilidade 117
4.2.1 A segurança de abastecimento (curto prazo) 118
4.2.2 A disponibilidade de abastecimento (curto a médio prazo) 119
4.2.3 A suficiência de abastecimento (longo prazo) 120
4.2.4 A adequação do sistema elétrico 121
4.2.5 Balanço de potência na situação de grande variabilidade da potência disponível 124
4.2.6 Interrruptibilidade 127
4.2.7 O prémio de garantia de potência 131
4.2.8 O prémio de garantia de potência num contexto de integração de mercados 134

4.3 A Garantia de Fornecimento Obtida com Informação Descentralizada 143
4.3.1 Prémio de garantia de fornecimento 143

4.3.2 Penalização pelo não fornecimento 147
4.3.3 Reservas estratégicas de combustível 156
4.3.4 Diversidade e endogeneidade dos recursos 158
4.3.5 A regulação anterior vista como caso particular e exemplar 159

5 DOS CUSTOS AOS PREÇOS 163

5.1 Introdução 163

5.2 Regulação de Monopólios Naturais 164
5.2.1 Considerações Gerais 164
5.2.2 Definição de Monopólio Natural 164
5.2.3 Porquê regular monopólios? 166
5.2.4 A Regulação Independente 167
5.2.5 Objetivos da Regulação 169
5.2.6 Regulação do Custo do Serviço ou da Taxa de Retorno 170
5.2.7 Regulação por Incentivos 172

5.3 Do Monopólio Regulado ao Mercado Concorrencial 173

5.4 Implementação do Mercado no Setor Elétrico 174
5.4.1 Sistema Regulado 175
5.4.2 Bolsa Obrigatória de Energia Elétrica 176
5.4.2.1 Introdução 176
5.4.2.2 Custos versus preços no mercado elétrico do sistema equilibrado 177
5.4.2.3 Custos versus preços no mercado elétrico de um sistema desequilibrado 179
5.4.2.4 Alguns conceitos e conclusões 180
5.4.3 Contratos Bilaterais 181
5.4.4 Mercados de futuros 182
5.4.5 Integração de mercados 183

5.5 Características do Negócio da Produção de Energia Elétrica 186

5.6 O Negócio de Comercialização de Energia Elétrica 189

5.7 O Mercado Muito Especial da Energia Elétrica 189

5.8 Considerações Finais 190

6 ASPETOS GERAIS DA ESTRUTURA DOS PREÇOS DE VENDA DA ENERGIA ELÉTRICA . 193

6.1 Introdução 193

6.2 Termos e Conceitos 193

6.3 Interface Regulação/Tarifas 196

6.4 Tarifas 198
6.4.1 Expressão geral da faturação a um cliente 198
6.4.2 Simplificações da expressão geral 200
6.4.2.1 Eliminação do termo constante 200

6.4.2.2 Fusão dos termos de potência 200
6.4.2.3 Contagem simples para os pequenos clientes de baixa tensão 201
6.4.2.4 Controlo das potências contratadas 202
6.4.2.5 Transferência dos encargos de potência tomada para a energia, nos pequenos clientes BT 203
6.4.2.6 Energia reativa 203
6.4.3 Aditividade das tarifas 204
6.4.4 Tarifas de uso de redes 205

7 OUTROS ASPETOS RELATIVOS À QUESTÃO TARIFÁRIA 207

7.1 Introdução 207

7.2 Eficiência económica e satisfação dos clientes 210
7.2.1. Informação transparente sobre preços e sua evolução 210
7.2.2. Seleção e priorização dos investimentos 214
7.2.3. Análise de todo o sistema económico de energia 219

7.3 Tratamento da incerteza 226
7.3.1 Surpresas do passado 226
7.3.2 Redução da incerteza 228

7.4 Qualidade de serviço e preservação do ambiente 233
7.4.1 Planeamento e qualidade técnica 233
7.4.2 Interesse de um sistema de penalidades/incentivos 235
7.4.3 Qualidade comercial e imagem das empresas 235

7.5 Coordenação entre preços de venda e preços de compra de eletricidade 237
7.5.1 Promoção da racionalidade tarifária e da eficiência energética 237
7.5.2 Promoção da sustentabilidade ambiental 239

7.6 Abertura do mercado e desagregação contabilística 241
7.6.1 Equilíbrio económico financeiro das empresas e escalamentos 244
7.6.2 Transparência, simplicidade e estabilidade 245
7.6.3 Evolução tecnológica e maior atenção a efeitos comerciais 246

7.7 Tendências de Evolução da Estrutura Tarifária 246
7.7.1 Explicitação do preço da garantia de abastecimento 246
7.7.2 Maior número de postos tarifários 247
7.7.3 Potência tomada em sintonia com a ponta da rede local 248
7.7.4 Maior atenção à potência contratada 251
7.7.5 Explicitação dos custos do ciclo de leitura, faturação e cobrança 253

8 O SISTEMA TARIFÁRIO 255

8.1 Introdução 255

8.2 Caracterização do Sistema Tarifário 257
8.2.1 Procedimentos e metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica e de Venda a Clientes Finais 258
8.2.2 Tarifas e atividades reguladas do setor elétrico 258

8.2.3 Tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica 260
8.2.4 Tarifas de Venda a Clientes Finais 261

8.3 Metodologia de Cálculo de cada Tarifa 262
8.3.1 Estrutura de preços aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais 263
8.3.2 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de acesso às redes 265
8.3.3 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de gestão do sistema 265
8.3.4 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos das redes 267
8.3.5 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de medição e serviços comerciais de redes 270
8.3.6 Variáveis de faturação adequadas à recuperação de custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral 271
8.3.7 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de energia e de comercialização 272

8.4 Aditividade Tarifária Aplicada a uma Tarifa Bi-horária de um Pequeno Consumidor Residencial de Baixa Tensão 274

9 A PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA 277

9.1 Introdução 277

9.2 O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC) 278

9.3 A racionalidade económica adotada na métrica de avaliação das medidas do PPEC 279

9.4 Os resultados do PPEC 281

9.5 Considerações Finais 284

ANEXO I: OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR TÉRMICO 285

A1.1 O Modelo de Otimização 285

A1.2 Comparação dos Resultados Obtidos com a Programação Linear e os Obtidos no Capítulo 3 na Otimização do Sistema Produtor 287

A1.3 Aplicação do Teorema de Kuhn e Tucker 289

ANEXO II: OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR COM CENTRAIS TÉRMICAS E HÍDRICAS 293

A2.1 Especificidades das Centrais Hidroelétricas 293

A2.2 Gestão das Reservas de Água 296

A2.3 Otimização a Curto Prazo 301

A2.4 Otimização de Longo Prazo 302

A2.5 Gestão das Indisponibilidades Programadas 308

NOTA INTRODUTÓRIA

O livro "**Análise Técnico-Económica do Sistema Elétrico**" é um trabalho coletivo motivado pela problemática técnico-económica do setor energético e, em particular, do sistema elétrico. Ele reflete a vivência de carreiras em empresas e entidades do setor elétrico e, também, a entrega ao ensino da Engenharia Eletrotécnica, na especialidade de Energia[1]. Beneficia e reflete o pensamento habitualmente referido por Escola dos Engenheiros Economistas Franceses, seguida largamente nas grandes empresas europeias de eletricidade, com relevo para a EdF (Électricité de France) e Vattenfall (Empresa Sueca de Eletricidade), e objeto de discussão e aperfeiçoamento no interior de organizações internacionais, com destaque para a UNIPEDE[2].

A Análise Técnico-Económica do Sistema Elétrico está redigida de modo a que possa interessar a um público motivado para as questões energéticas. Reconhece-se que há questões mais específicas e que requerem o uso de instrumentos matemáticos mais pesados; elas são abordadas nos anexos do texto.

Esta Nota Introdutória constitui um breve sumário dos temas abordados nos capítulos e anexos que constituem o livro.

No **Capítulo 1**, **Considerações Gerais sobre a Procura e a Oferta de Energia**, tecem-se algumas considerações gerais sobre a procura e a oferta de energia.

A nível mundial, o consumo de energia *per capita* apresenta enormes disparidades. Devido ao facto de cada habitante dos Estados Unidos consumir 7 vezes mais do que o da China, é irrealista pensar que o consumo mundial de energia irá diminuir, embora seja necessário e desejável que tal aconteça nos países mais consumidores. Contrariamente ao que se tem verificado na generalidade dos países europeus, o consumo de energia, na Península Ibérica, tem crescido de forma acentuada nas últimas décadas[3]. É de referir ainda que o consumo de energia *per capita* em Portugal é cerca de 75% do verificado em Espanha.

A oferta de energia é suportada em fontes de energia primárias: combustíveis fósseis, renováveis, energia nuclear e "conservação de energia". As previsões internacionais relativas à oferta da energia

---

[1] Electricidade De Portugal (EDP), Redes Energéticas de Portugal (REN), Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ERSE) e Instituto Superior Técnico (IST).

[2] A **UNIPEDE** (União Internacional de Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica), foi posteriormente sucedida pela atual **EURELECTRIC** (The Union of the Electricity Industry). Antes da liberalização do setor, as empresas de eletricidade, em regime de monopólio no interior de cada país ou da respetiva área de concessão, ainda não competiam umas com as outras, e cooperavam intensamente no interior de Associações deste tipo, de que também se deve referir a americana **IEEE** (Institute of Electrical and Electronics Engineers**)**. Instituições onde se partilhavam as melhores práticas e se buscavam e aperfeiçoavam as soluções para os problemas comuns. As atas e comunicações dos seus Congressos, Seminários e grupos de trabalho constituíam uma fonte preciosa de informação técnica e tecnológica, com a vantagem de estar validada pelas respetivas associações, o que não tem paralelo na atual internet, então inexistente.

[3] Esta situação ocorreu até 2008.

primária baseiam-se ainda na utilização dos combustíveis fósseis. A questão das reservas dos combustíveis fósseis serem finitas é uma preocupação reconhecida desde há largas décadas; a humanidade, no seu desenvolvimento, tem de assumir globalmente esta realidade. Deste modo, a economia de energia, as energias renováveis e a questão do nuclear (cissão e fusão) devem colocar-se com acuidade.

A eletricidade é o vetor de energia de excelência e universal. Ela é obtida a partir de energias renováveis, mas, neste momento, grande parte da energia elétrica é obtida a partir dos combustíveis fósseis, como se mostra na situação portuguesa. São ainda apresentadas algumas considerações sobre o sistema electroprodutor português.

São abordadas algumas questões relacionadas com a problemática ambiental. A capacidade natural de reprocessamento do dióxido de carbono (CO_2) pelo sistema Terra é limitada. Coloca-se a questão de distribuir este bem comum pela humanidade. Apontam-se alguns caminhos, nomeadamente, os benefícios resultantes da existência da taxa sobre o carbono.

A **Procura da Energia Elétrica**, constitui o **Capítulo 2** no qual se tecem algumas considerações sobre a procura da energia elétrica.

Tendo em conta a impossibilidade de acumular energia elétrica em quantidades com significado para o mercado da eletricidade, a variação temporal da procura é uma característica muito importante do sistema elétrico.

Com a liberalização do mercado, e consequente abertura a fornecedores independentes, a procura a considerar deixou de corresponder a um território bem determinado, em regime de exclusividade, surgindo a complexidade de se ter de avaliar a quota de mercado esperada para cada empresa, e de a responsabilizar pela continuidade de fornecimento aos seus clientes.

Como as redes originam encargos e não têm capacidade ilimitada, estas questões da variação temporal da procura de energia elétrica e da incerteza da quota de mercado para que se deve dimensionar a oferta, têm de ser encaradas por nível de tensão e de forma regionalizada.

O **Capítulo 3**, **Satisfação da Procura e Custos no Sistema Elétrico**, aborda a problemática dos custos ao longo da cadeia de valor do sistema elétrico, o qual tem por objetivo a satisfação da procura da energia elétrica.

No passado, uma empresa verticalmente integrada tinha por objetivo a satisfação do consumo, nacional ou regional, ao mínimo custo. Para realizar este desiderato, o desenvolvimento do sistema concretizava-se através de exercícios de planeamento centralizado. Este desenvolveu técnicas de otimização que são descritas de forma didática.

Atualmente, com a separação das atividades do setor elétrico, algumas destas atividades (produção e comercialização) estão submetidas à lógica do mercado enquanto outras continuam reguladas. Refira-se que o mercado não tem a limitação nacional ou regional que a empresa verticalmente integrada detinha.

Os operadores que atuam nas atividades do setor elétrico concorrenciais estão submetidos a um enquadramento onde os riscos (combustíveis, mercado de capitais) já não são transferidos diretamente para os clientes e, nomeadamente, a cota de mercado não é cativa. Por estas razões e para assegurar a sobrevivência do operador submetido à concorrência, a minimização dos custos dos seus produtos ou serviços é fundamental.

Em especial, a minimização dos custos de produção, agora realizada descentralizadamente, é abordada longamente. A descentralização no planeamento da produção acentua o problema da garantia de abastecimento em situações críticas de fornecimento do consumo.

As atividades reguladas (transporte, gestão técnica do sistema e distribuição) têm os seus custos de operação/manutenção e de investimentos pagos através da Regulação. Esta entidade tem a obrigação de só aceitar os custos razoáveis e justos. Estes devem basear-se numa análise benefício/custo, os quais, nas redes, devem atender à longa vida dos equipamentos.

A determinação dos custos das diferentes atividades, e em particular dos custos marginais, é importante no estabelecimento dos preços/tarifas a pagar pelos clientes. Só a coerência dos preços transmite aos consumidores um sinal adequado no ato de consumo.

No **Capítulo 4, Garantia de Abastecimento**, analisa-se a problemática da garantia de abastecimento ou de fornecimento.

A segurança energética constitui um dos três pilares da política energética das sociedades modernas, a par com a sustentabilidade e competitividade. A introdução de concorrência nos vários vetores energéticos pode proporcionar preços de energia mais competitivos. A prossecução deste objetivo não pode ignorar a necessidade das várias opções, por um lado, serem sustentáveis assegurando-se um desenvolvimento limpo e, por outro, contribuírem para a segurança do fornecimento. A energia é para as sociedades modernas um bem de primeira necessidade. A existência de situações críticas de escassez apresenta custos sociais elevadíssimos muito superiores aos preços da energia nas situações normais de fornecimento. A integração destes dois últimos objetivos nas decisões dos vários agentes permite gerar benefícios no futuro, embora conduza, no curto prazo, à existência de preços superiores em resultado das restrições que são colocadas à competitividade.

Com a desverticalização dos vários sectores energéticos e a correspondente introdução de concorrência, a promoção da segurança de abastecimento exige a intervenção concertada em quatro

dimensões, a saber: política energética, regulação, operação e planeamento das infraestruturas, fornecimento / comercialização.

Em ambiente de planeamento centralizado, a garantia ou segurança de abastecimento é assegurada através de decisão centralizada que pode conduzir ao sobreinvestimento.

Abandonada a lógica de planeamento centralizado dos centros produtores, a responsabilidade da garantia de potência é, teoricamente, assegurada pelo mercado.

A descentralização no planeamento da produção acentua o problema da garantia de abastecimento em situações críticas de fornecimento do consumo. Esta questão preocupa a Comissão Europeia que, em 2005, adotou uma Diretiva destinada a estabelecer medidas conducentes a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas.

O **Capítulo 5**, **Dos Custos aos Preços**, ilustra como são obtidos os custos e, nomeadamente, como se processa a passagem dos custos aos preços.

O cliente paga um determinado preço pela eletricidade que resulta da soma de preços associados às diferentes atividades em que o sistema elétrico está decomposto, nomeadamente, produção, transporte e gestão do sistema, distribuição, comercialização e outros custos. Estes preços advêm dos custos associados às diferentes atividades.

Antes do processo de liberalização, o setor elétrico era um sistema regulado, isto é, todas as relações comerciais que se estabeleciam, da produção até à venda da eletricidade, eram contratualizadas e aprovadas pela entidade reguladora. Os preços de venda aos clientes finais eram fixados de modo a obter o volume monetário global que satisfazia as obrigações decorrentes da regulação.

Nas atividades que continuam reguladas, nomeadamente transporte e distribuição de energia elétrica, que são considerados monopólios naturais, a Regulação estabelece a sua remuneração, isto é, estabelece os custos destas atividades. Há diferentes metodologias de regulação, apresentam-se as principais.

Nas atividades em concorrência, produção e comercialização, a lógica que preside à obtenção do preço é o mercado. Atualmente, o principal relacionamento entre a produção e a comercialização repousa no contrato bilateral que caracteriza-se por se estabelecer através de um contrato entre produtor e comercializador ou consumidor; naturalmente que esta relação técnico-comercial não está sujeita à regulação. Secundariamente, para permitir transações de energia excedentária, pode surgir uma (ou várias) bolsa de energia de excedentes, não obrigatória, que processa uma quantidade de energia cujo volume tem sido reduzido face ao afeto aos contratos bilaterais.

De salientar que, no Mercado Ibérico de Eletricidade, a bolsa diária ainda contratualiza uma parte significativa da eletricidade consumida em Espanha e Portugal. Ela recebe as ofertas de energia de

produtores espanhóis e portugueses e as procuras de energia por parte de consumidores e comercializadores espanhóis e portugueses. Com base nas referidas curvas individuais dos agentes, elabora as curvas agregadas da oferta e da procura. Estas determinam, para cada hora do dia seguinte, o preço e a quantidade de energia de equilíbrio, após a satisfação das restrições existentes nos dois sistemas elétricos e relacionados muitas vezes com a indisponibilidade de certos elementos de rede ou com a necessidade de se manter determinados critérios de segurança na condução/ gestão dos dois sistemas.

O preço único para a Península Ibérica só se verifica se a quantidade de energia, selecionada no mercado, que deve circular na interligação for compatível com a capacidade da interligação para fins comerciais. Caso contrário, há separação dos mercados de Espanha e de Portugal e preços distintos nos dois países.

No **Capítulo 6**, **Aspetos Gerais da Estrutura dos Preços de Venda da Energia Elétrica**, começa-se por apresentar os termos e conceitos básicos utilizados na faturação da energia elétrica.

Relativamente á terminologia preços *versus* tarifas, tem-se em conta que a noção de preço pressupõe uma transação negocial, não necessariamente no mercado (por exemplo preços de transferência), enquanto a noção de tarifa ou taxa pressupõe valores homologados por autoridades ou oferta pública unilateral, (tarifário ou tabela de preços).

O preço ou a tarifa de um dado produto é um sinal que se transmite ao cliente. Ele deve traduzir os custos ocorridos pela empresa ou empresas ao longo da cadeia de valor do bem que o cliente adquire. O preço ou a tarifa permite ainda avaliar a eficiência económica do fornecedor do produto, por exemplo através de comparações com outras empresas nacionais ou internacionais.

A sustentabilidade económica das empresas depende das receitas recebidas. Estas resultam dos preços ou tarifas e das quantidades dos produtos ou bens adquiridos pelos clientes. Este facto ilustra que as metodologias de elaboração do preço ou tarifa e da receita são similares.

Na medida em que da produção à venda de eletricidade há um conjunto de atividades distintas que podem corresponder a empresas diferentes, para evitar subsídios cruzados entre atividades ou entre clientes deve haver transparência e aditividade na elaboração dos preços ou tarifas. Assim, ao longo da cadeia as variáveis devem ter a mesma definição, as variáveis devem ser aditivas ou facilmente convertíveis e deve evitar-se expressões não lineares.

O **Capítulo 7**, **Outros Aspetos Relativos à Questão Tarifária**, como o seu título indicia aborda temas relativos aos preços e às tarifas não inteiramente aprofundados noutros capítulos.

Os objetivos do sistema tarifário são apresentados. Os preços não devem ser considerados apenas como um meio de recolher dos clientes proveitos suficientes para cobrir os encargos que originam na

produção, transporte, distribuição e comercialização da energia elétrica. Devem também promover uma utilização racional e eficiente dos recursos, quer do lado da oferta quer do lado da procura. Para obter o equilíbrio entre os interesses das empresas e dos consumidores são referidas algumas condições que se considerem necessárias à obtenção de tal desiderato.

A organização do sistema elétrico tem sofrido alterações significativas nos últimos tempos. Nestas condições, impõe-se uma maior aderência dos preços aos custos, e estes devem ser convenientemente atribuídos às atividades estabelecidas no desenvolvimento do sistema elétrico. A estrutura tarifária deve acompanhar a evolução do setor elétrico.

No **Capítulo 8**, **O Sistema Tarifário,** é descrito o sistema tarifário vigente.

Em 1998, a publicação do Regulamento Tarifário, da responsabilidade da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), na altura designada por Entidade Reguladora do Setor Elétrico, estabeleceu a separação de atividades do setor. Para cada atividade, foram definidos os proveitos permitidos e as respetivas tarifas reguladas, assegurando-se assim, desde essa altura, a referida inexistência de subsídios cruzados entre as várias atividades.

Importa referir que a liberdade de escolha de fornecedor foi sendo estendida gradualmente a todos os clientes. A partir de setembro de 2007 todos os clientes inclusive os pequenos clientes de BT passaram a poder escolher livremente o seu fornecedor. Assim, o mercado elétrico passou a ser acessível a todos os consumidores. Verifica-se assim a coexistência de clientes participantes no mercado, que pagam as tarifas reguladas de uso das redes, com clientes elegíveis que ainda não exerceram o direito de escolha de fornecedor e que pagam tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais (também conhecidas por tarifas integrais). Estas tarifas de Venda a Clientes Finais ou tarifas integrais são aplicadas pelo comercializador de último recurso. A atividade desenvolvida pelo "comercializador de último recurso" é regulada, ao contrário com o que se passa com os demais comercializadores já existentes no mercado nacional.

Sobre o comercializador de último recurso resultante da empresa verticalmente integrada recaem obrigações de serviço universal. As tarifas de Venda a Clientes Finais deste comercializador de último recurso devem refletir os custos agregados das várias atividades reguladas ao longo da cadeia de valor, agregação que resulta da adição dos preços das várias tarifas reguladas das atividades do setor elétrico associadas aos serviços e fornecimentos de energia elétrica efetivamente usados por cada consumidor, princípio que se designa por aditividade tarifária. Assim, para além da inexistência de subsidiações cruzadas entre as atividades resultantes da desintegração vertical do setor, garante-se a inexistência de subsídios cruzados entre clientes.

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos procedeu em setembro de 2001 à revisão do Regulamento Tarifário, aperfeiçoando a metodologia de cálculo dos preços das tarifas reguladas das atividades do setor elétrico com estrutura aderente à estrutura dos custos marginais e aplicando de

forma sistemática o princípio da aditividade tarifária. Portugal tem hoje um sistema tarifário entre os mais modernos, transparentes e eficientes.

A metodologia de cálculo de tarifas de energia elétrica, estabelecida no Regulamento Tarifário e apresentada neste ponto, ilustra de que forma as tarifas refletem os custos subjacentes e garantem a inexistência de subsidiações cruzadas entre grupos de clientes. Da aplicação da teoria da regulação económica resulta que se as tarifas por atividade são eficientes e não discriminatórias, as tarifas aditivas, e só estas, exibem as mesmas propriedades.

No **Capítulo 9**, **a Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica**, apresentam-se as razões orientadoras para a promoção de medidas de eficiência no consumo de energia elétrica no âmbito da regulação setorial. O mecanismo concebido para o efeito designa-se por Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica (PPEC).

No que respeita ao lado da procura, continuam a existir barreiras ao aumento da eficiência, nomeadamente quanto à participação das empresas de energia em atividades de eficiência energética.

Importa reconhecer que a primeira forma de promover a eficiência no consumo de energia elétrica é através da definição de tarifas que reflitam, por um lado, todos os custos do setor elétrico e por outro lado, internalizem todos os custos ambientais e sociais causados pela atividades desenvolvidas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico. Desta forma induz-se uma utilização racional da energia elétrica e dos recursos associados.

O reconhecimento da existência de diversas barreiras ou falhas de mercado que dificultam ou impedem a tomada de decisões eficientes pelos agentes económicos justifica a implementação de medidas de promoção da eficiência no consumo.

A metodologia de seleção das medidas a implementar no âmbito do PPEC é apresentada sucintamente. A metodologia permite hierarquizar e selecionar as medidas a apoiar com base num mecanismo competitivo que inclui a definição de critérios técnicos e económicos de valorização das medidas de eficiência no consumo.

A análise de impactes das medidas candidatas ao PPEC permite mostrar que o apoio a medidas de promoção da eficiência no consumo apresenta, por um lado, benefícios sociais claramente superiores aos custos e por outro lado, apresentam uma relação custo-eficácia superior a outros instrumentos económicos complementares para a redução de gases com efeito de estufa e para a redução da dependência externa de fontes energéticas como os incentivos à produção de energia elétrica de origem renovável.

A adoção deste programa de promoção da eficiência no consumo de energia elétrica contribui para a promoção da eficiência económica, da segurança do abastecimento de energia elétrica e da sustentabilidade do setor elétrico, com benefícios líquidos positivos para os consumidores.

O livro Análise Técnico-Económica do Sistema Elétrico termina com um conjunto de Anexos.

No **Anexo I**, **Otimização do Sistema do Sistema Electroprodutor Térmico**, apresenta-se o modelo de otimização de um sistema electroprodutor só com centrais térmicas que satisfaz ao mínimo custo um dado consumo de energia elétrica. Este modelo traduz matematicamente a metodologia gráfica de seleção de tecnologias descrita de forma didática no Capítulo 3.

A **Otimização do Sistema Electroprodutor com Centrais Térmicas e Hídricas** constitui o **Anexo II**. As centrais hídricas, de fio de água e de armazenamento, apresentam especificidades próprias, nomeadamente a sua dependência com o regime hidrológico. Tal facto implica o abandono do contexto determinístico para passar à utilização de variáveis estocásticas. O modelo apresentado de otimização do sistema electroprodutor com centrais térmicas e hídricas baseia-se na conceção e uso do programa Valorágua. Esta ferramenta tem sido utilizada e atualizada, desde algumas décadas, no planeamento de sistemas electroprodutores e na revisão e atualização do sistema tarifário da eletricidade.

O **Anexo III**, **Otimização do Sistema Elétrico com Rede de Transporte**, tem em conta a rede de transporte e interligação que nos anexos anteriores foi omitida ou reduzida a um único nó. Tal como no sistema elétrico real, considera-se que os geradores e as cargas estão ligados a nós, os quais estão interligados entre si através de linhas com impedâncias não nulas e com capacidades de trânsito limitadas. Deste modo, há novas restrições a ter em conta, face aos Anexos I e II, o que provoca preços da energia da energia elétrica dependentes dos nós da rede e congestionamento na rede de transporte e na interligação. Estes factos têm implicações diretas no custo da energia elétrica e levantam questões que merecem uma reflexão.

1 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A PROCURA E A OFERTA DE ENERGIA

1.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, tecem-se algumas considerações gerais sobre a procura e a oferta de energia, as quais são determinadas pelas necessidades e aspirações por satisfazer pois, para a produção de bens e serviços, é necessário o recurso à energia.

A nível mundial, o consumo de energia *per capita* apresenta enormes disparidades. Para ilustrar este facto, são apresentados 4 grupos de países como amostra. Face aos dados apresentados, como, por exemplo, o facto de cada habitante dos Estados Unidos consumir 7 vezes mais do que o da China, é irrealista pensar que o consumo mundial de energia irá diminuir, embora seja necessário e desejável que tal aconteça nos países mais consumidores.

Contrariamente ao que se tem verificado na generalidade dos países europeus, o consumo de energia, na Península Ibérica, tem crescido de forma acentuada nas duas últimas décadas. É de referir ainda que o consumo de energia *per capita* em Portugal é cerca de 75% do verificado em Espanha.

A oferta de energia baseia-se nas fontes de energia primárias: combustíveis fósseis, renováveis, energia nuclear e "conservação de energia". As previsões internacionais relativas à oferta da energia primária baseiam-se ainda na utilização dos combustíveis fósseis.

A questão das reservas dos combustíveis fósseis serem finitas é uma preocupação reconhecida desde há largas décadas; a humanidade, no seu desenvolvimento, tem de assumir globalmente esta realidade. Deste modo, a economia de energia, as energias renováveis e a questão do nuclear (cissão e fusão) devem colocar-se com acuidade.

A eletricidade é o vetor de energia de excelência e universal. Ela pode ser obtida a partir de energias renováveis, mas, neste momento, grande parte da energia elétrica é obtida a partir dos combustíveis fósseis, como se mostra na situação portuguesa. São ainda apresentadas algumas considerações sobre o sistema electroprodutor português.

A finalizar o capítulo, são abordadas algumas questões relacionadas com a problemática ambiental. A capacidade natural de reprocessamento do dióxido de carbono (CO_2) pelo sistema Terra é limitada. Assim, coloca-se a questão de distribuir este bem comum pela humanidade. Apontam-se alguns caminhos, nomeadamente, os benefícios resultantes da existência da taxa sobre o carbono. Reconhece-se que a implementação a nível mundial de medidas relativas à questão ambiental não tem sido uma tarefa fácil.

1.2 AS NECESSIDADES ENERGÉTICAS

Na vida, nunca se deve deixar de ter presente as razões essenciais porque produzimos um bem ou prestamos um serviço. Não pelo simples gosto de fazer, menos ainda movidos pela mera procura do lucro, mas porque existem necessidades e aspirações por satisfazer.

Para a produção de bens ou a prestação de serviços, é necessário o recurso à energia. A Tabela 1.1 ilustra de forma sintética as principais utilizações da energia e quais os setores de atividades onde a energia é fundamental.

Tabela 1.1: Necessidades energéticas

NECESSIDADES ENERGÉTICAS
Principais Utilizações
Calor, Frio e Energia de Processo
Força Motriz
• Fixa
• Móvel
Por Setor de Atividade
Indústria, Agricultura
Transportes
Edifícios (Setor Doméstico e Serviços)

Como posteriormente se verá mais detalhadamente, as principais utilizações energéticas são satisfeitas por diferentes formas de energia:

1) Na força motriz móvel dominam os derivados do petróleo.

2) Na força motriz fixa, na iluminação e nas aplicações eletrónicas domina a eletricidade.

3) Para fornecer calor, de processo industrial ou de climatização, são usados diversificados combustíveis, como derivados pesados do petróleo, lenha, gás natural, carvão e mesmo eletricidade.

As estatísticas estão geralmente organizadas por setor de atividade. Raramente fazem o desdobramento pelo destino dado à energia e, menos ainda, pelo objetivo prosseguido com a utilização da energia. Por exemplo, as pessoas necessitam de água quente e não simplesmente de calor, havendo muitas formas de proporcionar essa água quente. Pode dizer-se o mesmo quanto à necessidade de deslocação, diferente da de ter combustível para o automóvel.

1.3 A PROCURA DE ENERGIA

Para ilustrar o consumo de energia primária *per capita* de um conjunto alargado de países apresenta-se a Tabela 1.2. Nesta, os diferentes países são agrupados em 4 amostras de acordo com os valores em confronto.

Tabela 1.2: Alguns exemplos do consumo de energia primária per capita.

CONSUMOS DE ENERGIA (2003) [tep/hab]				
Qatar	21 396		Espanha	3 228
Luxemburgo	9 401		Israel	3 188
Canadá	8 301		Itália	3 127
EUA	7 795		Grécia	2 699
Finlândia	7 218		**Portugal**	**2 482**
Noruega	5 934		Chile	1 652
Suécia	5 765		México	1 533
França	4 518		China	1 138
Coreia do Sul	4 347		Brasil	1 068
Alemanha	4 203		Índia	512
Japão	4 040		Tanzânia	465
Reino Unido	3 918		Moçambique	436
Dinamarca	3 833		Congo	273
Suíça	3 719		Bangladesh	161

FONTE: World Resources Institute - http://www.wri.org/

A primeira amostra, constituída por 7 países, representa os maiores consumidores, com gastos ultrapassando 5500 tep/hab. Em geral, são países muito industrializados e com clima frio. Notar a exceção do grupo de países produtores de petróleo, representada pelo Qatar e de estados-cidades como o Luxemburgo, Singapura e Gibraltar, com população dominantemente urbana e de produção industrial concentrada em atividades de grande intensidade energética, como a siderurgia ou petroquímica.

A segunda amostra é constituída por 7 países muito industrializados com climas temperados e com consumos próximos de 4000 a 5000 tep/hab., valor que pode servir de referência quanto à tendência a médio/ longo prazo dos países emergentes e menos desenvolvidos.

Uma terceira amostra, onde Portugal se situa, é constituída por 7 países medianamente industrializados, com clima temperado quente e com consumos entre 1500 e 3500 tep/hab.

Finalmente, uma quarta amostra constituída por 7 países emergentes ou pouco desenvolvidos, com muita população com consumos ainda demasiados baixos para os padrões de vida moderna.

Face a estes números, é irrealista pensar que o consumo mundial de energia irá diminuir, embora seja necessário e desejável, por razões ambientais, que tal suceda nos países mais industrializados.

Como se pode concluir ainda da Tabela 1.2, Portugal não se pode considerar um país com um consumo excessivo de energia; o consumo de energia *per capita* português representava, em 2003, 75% do verificado em Espanha.

Portugal é um país pouco industrializado e com um clima benigno, o seu consumo tem a distribuição percentual indicada na Tabela. 1.3.

Tabela 1.3: Distribuição percentual do consumo de energia em Portugal

UTILIZAÇÃO DE ENERGIA EM PORTUGAL	
Agricultura e Pescas	1,75%
Indústria	29,21%
Construção e Obras Públicas	3,37%
Transportes (Caminhos de Ferro 0,38%)	36,35%
Edifícios	
Setor Doméstico	17,10%
Serviços	12,21%
TOTAL=18,7 Mtep	**100%**

FONTE: DGEG Balanço de 2007

Em linhas gerais pode dizer-se que um país apresenta a seguinte utilização da energia:

1) Um terço da energia é consumido em edifícios (setor doméstico e de serviços), dominantemente em climatização, iluminação e alguma força motriz.
2) Outro terço é consumido pela indústria, em força motriz e em calor de processo
3) Outro terço em transportes.

De acordo com a tabela anterior, Portugal, devido à reduzida industrialização, consome quase um terço na indústria e agricultura e nos edifícios e mais de um terço nos transportes.

1.4 A OFERTA DE ENERGIA

1.4.1 Energia primária

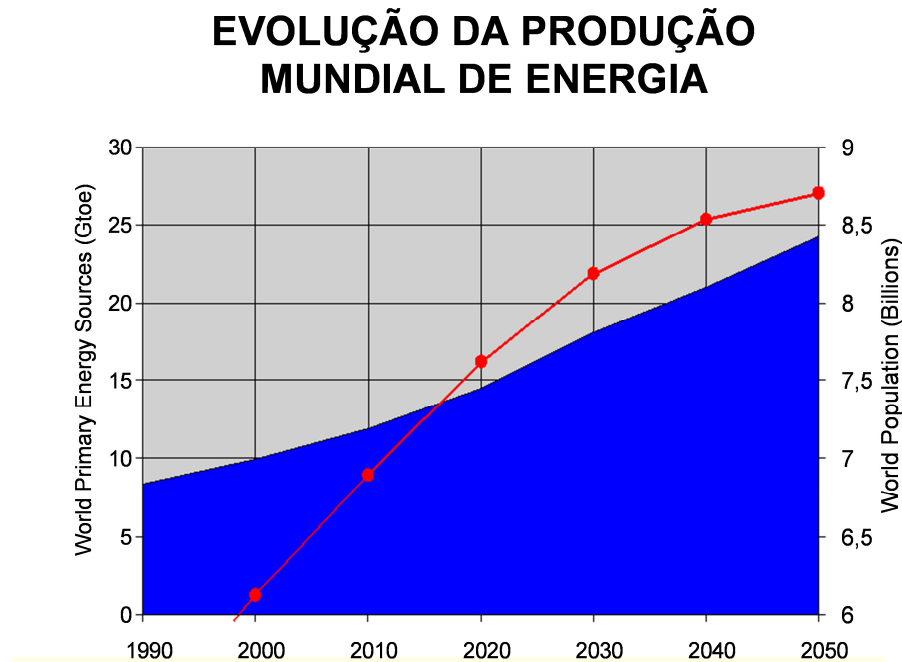
Apesar do crescimento da procura de energia induzido pela gradual disseminação de modos de vida mais dignos e mais de acordo com os padrões dos países industrializados, ansiados pelas populações mais pobres, deve notar-se que até 2040 prevê-se um ritmo de aumento da procura de energia inferior ao ritmo de crescimento da população mundial. A Fig. 1.1 ilustra a previsão das evoluções da procura de energia (mancha azul) e da população (curva vermelha).

FONTE: IEA report "Energy to 2050 – Scenario for a Sustainable Future (2003)

Figura 1.1: Previsões das evoluções da produção de energia e da população a nível mundial.

Quer a existência de grande percentagem da humanidade com consumos muito baixos, quer o ritmo elevado do acréscimo da população mundial, mostram quanto é vã a esperança de um crescimento nulo da procura mundial da energia a curto ou médio prazo.

A previsão da evolução da procura mundial de energia, ilustrada na figura anterior, assume que, a médio prazo, o consumo *per capita* baixa.

Antes de passar à análise da evolução da estrutura da produção mundial de energia primária adotada para satisfazer a procura, convém ter consciência das fontes de energia disponíveis, o que se representa na Tabela 1.4.

Tabela 1.4: Fontes de Energia Primária

FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA

- Conservação de Energia
  - Poupança
  - Eficiência Energética e Económica
  - Inovação Processual
- Combustíveis Fósseis
  - Carvão
  - Petróleo
  - Gás Natural
- Renováveis
  - Biomassa
  - Hidroeletricidade
  - Eólica
  - Geotermia
  - Solar Térmica
  - Solar Fotovoltaica
  - Maremotrizes
  - Calor do Ambiente
- Energia Nuclear
  - Cisão
    - Urânio/Plutónio
    - Tório/Urânio
  - Fusão
    - Hidrogénio

Com a consciência da necessidade de travar o crescimento dos consumos de energia nos países industrializados, começa-se por apresentar a conservação de energia como um meio a utilizar para satisfazer as necessidades de energia, podendo ser considerada como uma fonte virtual de energia.

Conservação de energia não tem de significar privação de bens ou conforto. Mas não a exclui. Deve preocupar-se prioritariamente com a eliminação de desperdícios e com o acréscimo da eficiência com que a energia é usada. Como modelos a seguir, refere-se o melhor isolamento das habitações, carros mais pequenos e eficientes e a adoção de processos produtivos exigindo menos energia para atingir os mesmos fins.

Entre as mudanças de processo, cita-se como exemplo a adoção de micro-ondas na preparação de alimentos, incluindo na análise a quantidade da energia necessária para a lavagem da loiça utilizada. Outro caso exemplar muito referido consiste na substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes, normais ou compactas e mais recentemente por LED. Como exemplo industrial, refira-se a substituição da via húmida pela via seca na produção do cimento. No domínio dos transportes ferroviários elétricos, a introdução da eletrónica de potência permite substanciais economias de energia, nomeadamente, através da travagem com recuperação.

As quantidades das reservas dos produtos energéticos são mais ou menos conhecidas e o horizonte do seu esgotamento depende do produto em questão; é usual referir: carvão 200 anos, gás natural 60 anos e petróleo 40 anos.

A questão da reservas dos combustíveis fósseis serem finitas é uma preocupação reconhecida desde há largas décadas; a humanidade, no seu desenvolvimento, tem de assumir globalmente esta

realidade. Deste modo, a referida economia de energia, as energias renováveis e a questão do nuclear (cissão e fusão) devem colocar-se com acuidade.

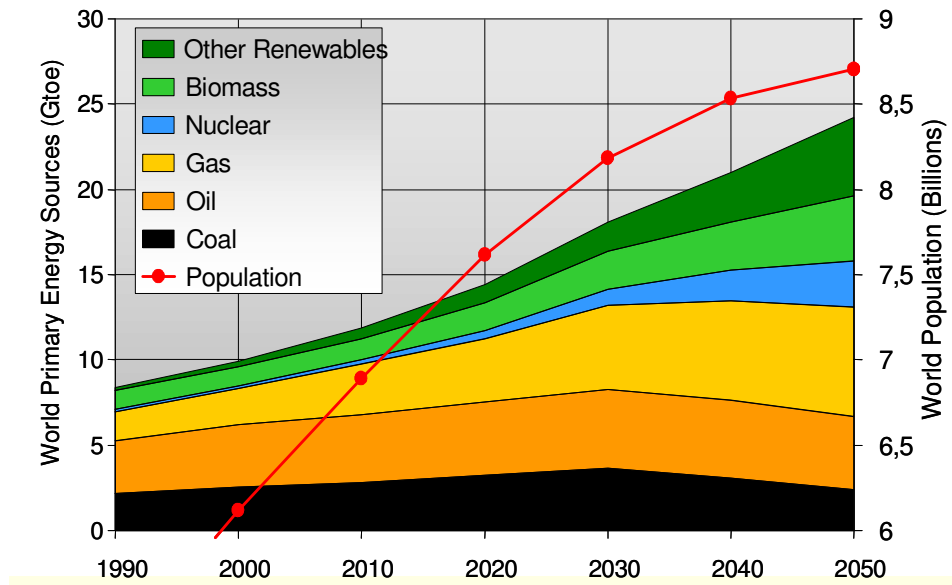
Tendo em conta as diferentes formas de energia disponíveis é possível descriminar a produção mundial pelas referidas formas de energia e projetar a evolução prevista para o futuro de médio prazo, a Fig. 1.2 apresenta a evolução referida.

FONTE: IEA report "Energy to 2050 – Scenario for a Sustainable Future (2003)

Fig. 1.2: Evoluções da estrutura da produção mundial da energia e da população mundial

A partir do gráfico da figura anterior, elaborado pela Agência Internacional da Energia (AIE), pode concluir-se:

1) A utilização do carvão continua a crescer até 2030, apesar das questões ambientais.
2) O petróleo, muito difícil de substituir nos transportes, não decresce.
3) O gás natural aumenta significativamente, conquistando quota de mercado ao carvão e ao petróleo, atendendo ao seu menor impacto ambiental.
4) A energia nuclear só a partir deste decénio se torna significativa a nível mundial. Tem um peso semelhante à hidroeletricidade.
5) A biomassa, apesar de ser um recurso tradicional e renovável, cresce lentamente, devido à escassez de recursos.
6) As outras energias renováveis, incluindo a hidroeletricidade, crescem significativamente, mas continuam minoritárias e longe de permitirem a dispensa das outras fontes de energia.

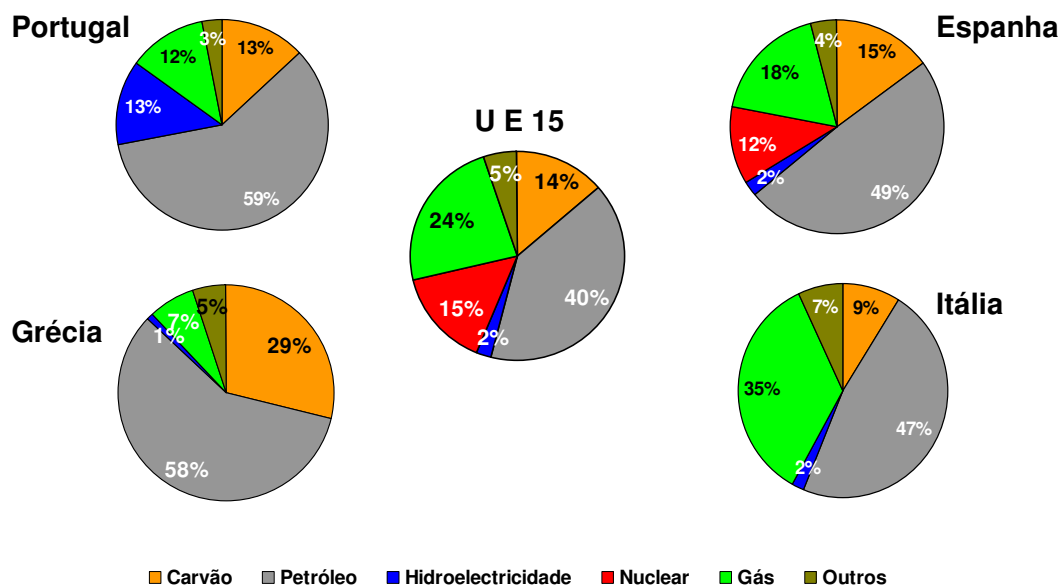
A figura seguinte apresenta a estrutura da oferta de energia primária em Portugal e noutros países europeus mediterrânicos próximos, bem como a média dos países constituintes da EU 15.

FONTE: IEA/EA

Figura 1.3: Estrutura da energia primária em países europeus do Mediterrâneo.

Da figura anterior, podem retirar-se as seguintes conclusões:

1) O petróleo é dominante, pois representa mais do que 50%, nomeadamente em Portugal e na Grécia.
2) O carvão continua presente com cerca de 14%, mais na Grécia e menos na Itália.
3) A energia nuclear corresponde a cerca de 15% na EU 15. Dos países apresentados na figura, só a Espanha explora a energia nuclear e esta tem o peso de 12%.
4) O gás natural ronda os 24% na EU 15, atingindo 35% na Itália para compensar a falta do nuclear e o reduzido peso do carvão.
5) Na UE 15, a hidroeletricidade corresponde apenas a 2%, por escassez de recursos, mas representa 13% em Portugal.
6) As outras fontes de energia, onde avultam a biomassa e as novas renováveis, participam com cerca de 5%. Em 2004, estas formas de energia representavam, em Portugal, 3%.

Atualmente, a problemática das emissões de CO_2 coloca-se com acuidade, ver ponto 1.6. Com base nas Fig. 1.2 e Fig. 1.3, pode concluir-se que a oferta (ou consumo) de energia se encontra muito

associada aos combustíveis fósseis. Assim, há uma ligação estreita entre o consumo de energia e a emissão de CO_2.

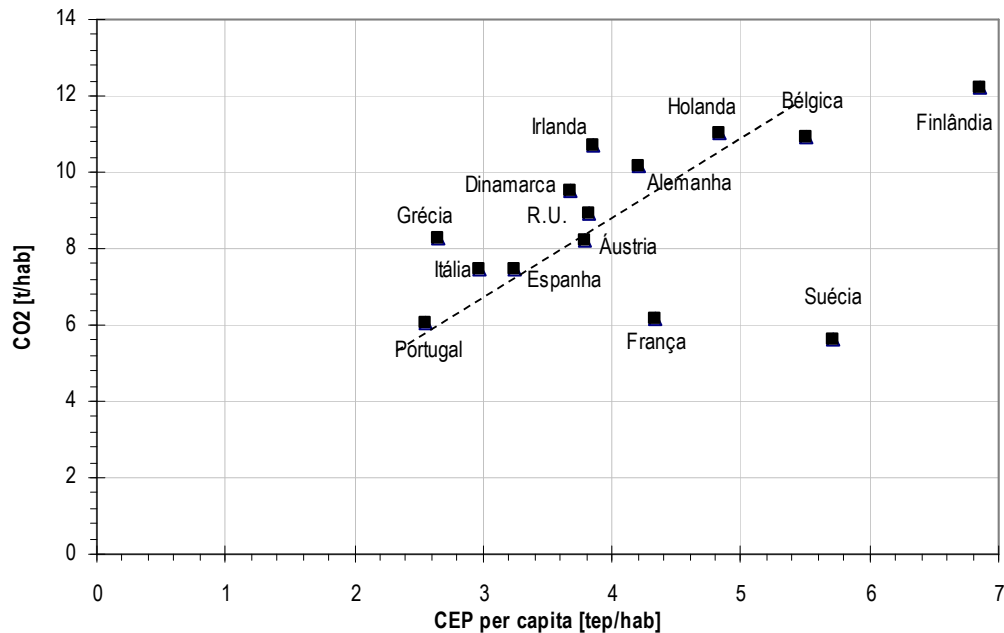
A figura seguinte ilustra a relação entre as emissões de CO_2 *per capita* e o consumo de energia *per capita*, nos países da EU 15. Atendendo ao caso particular do Luxemburgo (20,6 t/hab em 2002) optou-se por não representar este país, no referido gráfico.

FONTE: IEA

Figura 1.4: Consumo de energia *versus* emissões (2002)

Retirando do conjunto a França e a Suécia devido à especificidade dos seus setores electroprodutores, nos quais o nuclear tem um peso significativo, os restantes países definem um padrão de comportamento; na prática, o volume de emissões de CO_2 é diretamente proporcional ao consumo de energia.

Como já se referiu, Portugal, devido ao seu clima mas também fruto do seu desenvolvimento, é o que, entre os países apresentados na figura, consome menos energia *per capita* e, naturalmente, apresenta as menores emissões de CO_2 *per capita*.

1.4.2 Vetores de energia

A maior parte da energia primária não é consumida diretamente; é necessário proceder a transformações para obter os produtos energéticos (vetores de energia) que são utilizados pelos consumidores. A tabela seguinte apresenta os principais vetores de energia.

Tabela 1.5: Principais vetores de energia

PRINCIPAIS VETORES DE ENERGIA	
• **Derivados do Petróleo** - Gasolina - Gasóleo - Fuel - GLP - Jets	• **Pilhas e Baterias** • **Água Quente e Vapor** • **Gases Calotransportadores** • **Hidrogénio** • **Explosivos**
• **Lenha e Biocombustíveis** • **Gás Natural** • **Eletricidade**	

Com exceção da lenha, do gás natural distribuído sem transformação, e da energia termo-solar, as outras fontes de energia primária têm de se transformar em novas formas de energia para serem transferidas para junto do consumidor final para serem utilizadas.

O petróleo passa sobretudo pelos derivados ligeiros para ser utilizado nos transportes rodoviários e aéreos e passa por resíduos pesados para ser usado na indústria, nos transportes marítimos e na geração de eletricidade.

Com exceção de algumas aplicações térmicas, as energias renováveis são transformadas em eletricidade, vetor de energia de excelência e universal, permitindo a sua utilização em iluminação, eletrónica, força motriz, calor, etc.

Também a energia nuclear, de produção muito concentrada, tem de ser transformada em eletricidade para ser distribuída e utilizada.

A água quente, em fase líquida ou vapor, é o vetor utilizado em alguns sistemas de aquecimento urbano.

Os gases caloportadores, de utilização muito localizada em máquinas frigoríficas e bombas de calor, dão crescente contributo na utilização do calor ambiente, para climatização e aquecimento de águas sanitárias.

O hidrogénio como fonte de energia já foi referido, incluído na energia nuclear por fusão, mas ainda não se perspetivam aplicações significativas a médio prazo. O hidrogénio como vetor, com interesse militar, parece estar longe de aplicações mercantis.

1.4.3 A eletricidade

Como já se referiu, a eletricidade é o vetor de energia de excelência e universal. Ela pode ser obtida a partir de energias renováveis mas, neste momento, a maior parte da energia elétrica é obtida a partir dos combustíveis fósseis. Também em Portugal assim acontece, como a tabela seguinte mostra.

Tabela 1.6: Produção da Eletricidade em Portugal.

Consumo referido à produção líquida

GWh	2008	2007	Var. [%]
PRODUÇÃO EM REGIME ORDINÁRIO	**30 232**	**32 948**	**-8**
HIDRÁULICA	**6 436**	**9 523**	**-32**
TÉRMICA	**23 797**	**23 425**	**2**
Carvão	10 423	11 663	-11
Fuel / Gasóleo	800	1 268	-37
Gás Natural	12 573	10 494	20
PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL	**11 551**	**10 163**	**14**
Hidráulica	663	694	-4
Térmica	5 160	5 437	-5
Eólica	5 694	4 012	42
Fotovoltaica	33	20	64
Ondas	0	-	-
SALDO IMPORTADOR	**9 431**	**7 488**	**26**
Importação (valor comercial)	9 478	9 088	4
Exportação (valor comercial)	40	1 591	-97
BOMBAGEM HIDROELÉCTRICA	639	541	18
CONSUMO TOTAL	**50 574**	**50 059**	**1,0**
(c/ correcção de temperatura e dias úteis)			**1,1**

FONTE: REN Abastecimento do Consumo 2008[4]

Como se pode concluir a partir da tabela anterior, em Portugal nos anos de 2007 e de 2008, cerca de 85% da energia elétrica distribuída teve como origem as centrais térmicas e a importação.

A percentagem da energia elétrica gerada em centrais térmicas varia de ano para ano, em função da pluviosidade (hidraulicidade). Ao longo das últimas décadas, a percentagem da hidroeletricidade tem diminuído devido ao incremento da potência instalada ter sido realizado sem aumento significativo da contribuição hidroelétrica, relativamente ao crescimento dos consumos a abastecer.

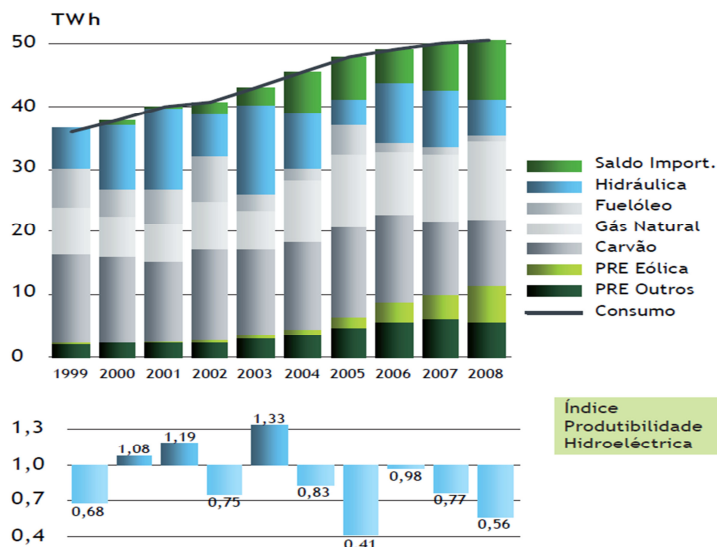
[4] 2008 marca o fim da situação caraterizada por um crescimento acentuado do consumo. Desde esta data até 2012, o consumo tem se mantido em torno de 50 TWh.

FONTE: REN Satisfação do Consumo 1999-2008

Figura 1.5: Evolução Anual das Fontes de Energia Primária na Produção de Eletricidade em Portugal.

Durante a década apresentada na figura anterior, o consumo de energia elétrica aumentou significativamente; só nos dois últimos anos se verificou um abrandamento no crescimento. Situação similar verificou-se em Espanha; assim, pode afirmar-se que a Península Ibérica teve um comportamento não semelhante aos restantes países da EU 15, nos quais a taxa de crescimento do consumo de eletricidade foi reduzida.

No sistema elétrico, não é suficiente o balanço de energia; em cada instante, deve também verificar-se o equilíbrio instantâneo entre o consumo e a produção, designado por balanço de potência. As centrais devem estar disponíveis para produzir nas épocas do ano de maior consumo. A figura seguinte ilustra os diagramas diários de 2007 e de 2008 em que o consumo exigiu a maior potência, isto é, em que se verificou a ponta anual.

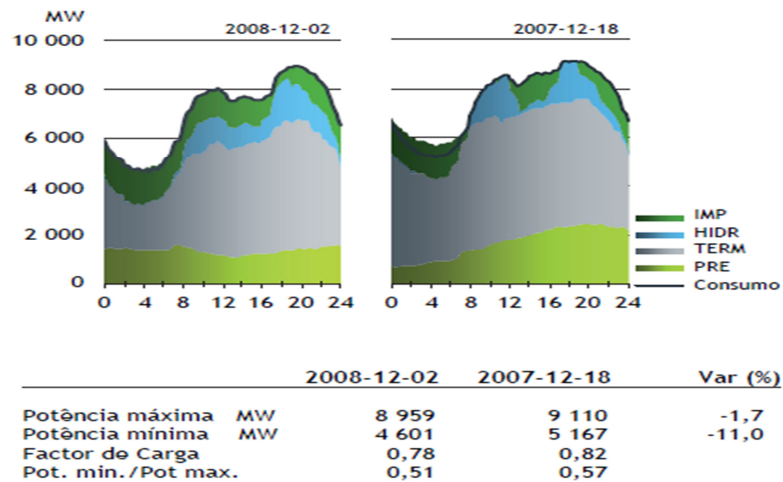
		2008-12-02	2007-12-18	Var (%)
Potência máxima	MW	8 959	9 110	-1,7
Potência mínima	MW	4 601	5 167	-11,0
Factor de Carga		0,78	0,82	
Pot. min./Pot max.		0,51	0,57	

FONTE: REN Dia de Maior Consumo 2008

Figura 1.6: Características do Diagrama do Dia de Ponta Anual de 2007 e 2008.

O valor da energia elétrica gerada por um centro produtor depende da disponibilidade deste para fornecer (ser despachado) nos períodos críticos. Este facto, não fora a obrigatoriedade de receção pelas redes, penalizaria as fontes de energia intermitentes, as quais não contribuem de forma segura para os períodos críticos de maior consumo, devido à sua produção ser aleatória.

1.5 O CUSTO DA ELETRICIDADE

A energia elétrica é obtida a partir de outras formas de energia por transformações energéticas. Assim, o custo da eletricidade resulta do custo da energia primária utilizada (carvão, gás natural, urânio, hídrica, eólica, …) adicionado ao custo do equipamento utilizado na transformação energética. Há ainda outros custos de produção que se podem aglutinar no designado custo de operação e manutenção (O&M).

A tabela seguinte ilustra em termos percentuais a decomposição do custo de produção da eletricidade para diferentes formas de energia primária.

Tabela 1.5: Estrutura de custos de produção da energia elétrica

ESTRUTURA DE CUSTOS DE PRODUÇÃO				
	GÁS	CARVÃO	NUCLEAR	VENTO
INVESTIMENTO (com desmantelamento)	15-20%	40-50%	50-60%	80-85%
OPERAÇÃO & MANUTENÇÃO	5-10%	15-25%	30-35%	10-15%
COMBUSTÍVEL	70-80%	35-40%	15-20%	0%

FONTE: World Energy Council – The role of Nuclear Power in Europe 2007

A estrutura dos custos de produção da energia elétrica depende da tecnologia usada que, por sua vez, está dependente da energia primária selecionada. Pode afirmar-se que quanto menor é o custo variável (combustível) maior é o valor do investimento. O setor da produção de energia elétrica é capital intensivo, assim, o custo de capital é determinante na produção da eletricidade.

A energia elétrica chega aos consumidores através das redes elétricas. A rede elétrica de transporte (REN), de muito alta tensão, recebe a energia das grandes centrais, estabelece a interligação com Espanha e alimenta grandes consumidores e subestações da EDP Distribuição. A rede de distribuição recebe a energia da REN e de centros electroprodutores de menor dimensão. Esta última rede é decomposta em vários níveis de tensão até chegar à baixa tensão. Dependendo da dimensão, os consumidores estão ligados aos diferentes níveis referidos; em particular os consumidores domésticos ligam-se à baixa tensão.

A maior ou menor utilização da rede de transporte e da rede de distribuição implica maiores ou menores custos nas infraestruturas, nomeadamente, de investimento e de perdas de energia nas redes. Num consumidor de baixa tensão os custos de rede (de transporte e da globalidade da rede de distribuição) representam cerca de 50 % do preço pago pela eletricidade, enquanto que num muito grande consumidor, ligado à rede de transporte, o seu preço é determinado fundamentalmente pelos custos de produção da energia.

Há ainda outros custos a considerar e que o consumidor terá que pagar. A sua descriminação bem como a análise mais profunda de todos os custos ocorridos no setor serão dissecados ao longo do texto, como é objetivo deste trabalho.

1.6 QUESTÕES AMBIENTAIS

1.6.1 Regular para aumentar a racionalidade do mercado

A humanidade, preocupada com as alterações climáticas e temendo os efeitos provocados por uma subida da temperatura ambiente, tem atribuído estas perturbações ao crescimento descontrolado da concentração na atmosfera dos gases de efeito estufa (GEE). Embora ainda sem completa comprovação científica, este crescimento vem sendo generalizadamente atribuído à saturação da capacidade natural de reprocessamento do dióxido de carbono (CO_2) pelo sistema Terra. Dificuldade que se procura ultrapassar através da restrição das emissões de GEE resultantes da atividade humana, duma melhor gestão da utilização daquela capacidade de reprocessamento, bem como contrariando a redução e promovendo a ampliação desta capacidade. Todavia, devido a interesses nacionais não convergentes, a dificuldades de entendimento entre os Estados quanto à partilha de responsabilidades e custos, e sobretudo ao défice de autoridade supranacional, não tem sido fácil a obtenção de acordos internacionais indispensáveis para dar boa continuidade àqueles objetivos.

Atendendo a que o CO_2 é a componente principal dos GEE, neste texto utiliza-se quase indiferentemente GEE e CO_2, sem no entanto se deixar de preferir o termo que em cada frase se considere mais adequado.

A forma mais eficiente de gerir a utilização coletiva de um recurso escasso, neste caso a capacidade natural de reprocessamento do CO_2 pelo sistema Terra, é através da atribuição dum preço, tabelado (taxa) ou estabelecido através de um mercado bem regulado. Só muito excecionalmente, e quase sempre para bens de primeira necessidade em ambiente de calamidade natural ou de guerra, se recorre a racionamentos quantitativos, o que geralmente não impede o surgimento de um mercado paralelo, mesmo quando não desejado e até combatido.

Muitos bens, enquanto relativamente abundantes, foram sendo considerados de utilização livre, e só posteriormente, quando já não sobrantes, passaram a estar sujeitos a regras limitadoras ou condicionadoras do seu uso. São bons e contrastados exemplos desta evolução: a água, outrora considerada como um bem natural não passível de transação comercial, até moralmente condenada; e o espaço para estacionamento em meio urbano, inicialmente livre e atualmente gerido através de preços regulados, sucedendo a meras disposições condicionadoras de uso ou limitadoras do tempo de utilização.

A energia é um bom exemplo de como a gestão da utilização de um bem escasso não pode ser confiada apenas ao preço de mercado, sobretudo se mal regulado. Com efeito, embora o preço seja geralmente considerado como o critério mais importante para escolher uma forma de energia, só podemos usar validamente este parâmetro quando estiverem suficientemente salvaguardadas outras condições de utilização, como a garantia de fornecimento ou a segurança de pessoas e bens, ou, atualmente com grande relevo, a preservação do ambiente.

Assim, através da Regulação (nacional e supranacional) a oferta de cada tipo de energia foi sendo sujeita a regras ou normas. E, apesar de muitas destas normas serem meramente quantitativas, o seu cumprimento reflete-se sempre no preço pago pelo consumidor, influenciando a sua preferência por cada tipo de energia. São exemplos relativamente bem sucedidos deste tipo de regulação: a proibição do chumbo na gasolina; a limitação do aquecimento das águas usadas como fontes frias das centrais termoelétricas; a limitação do conteúdo em óxidos de S e de N nos gases resultantes da combustão, de modo a reduzir chuvas ácidas; e a imposição de filtros nos escapes e nas chaminés, reduzindo a emissão de partículas tóxicas.

Convém distinguir dois grandes modos de regulação:

imperativo, através das variáveis primais ou seja de limitações sobre quantidades, como nos exemplos acima apresentados;

indicativo, através das variáveis duais ou seja através de taxas ou subsídios diretamente repercutidos sobre os preços.

Notemos que os dois modos de regulação não são distintos, apenas utilizam metodologias diferentes. Estão um para o outro como as duas faces de uma mesma moeda. O modo imperativo é mais fácil de aplicar em sociedades pouco organizadas, mas não deixa de exigir uma autoridade reguladora e não dispensa organismos, resolutivo e de fiscalização, que previnam a fuga e o desvirtuamento das normas.

O recurso a multas por não cumprimento destas normas aproxima o modo imperativo do indicativo. Este espera maior colaboração dos agentes no mercado, e é considerado mais eficiente em sociedades com economias vigorosas e competitivas. Embora também não dispense um sistema de fiscalização, o modo indicativo reduz as oportunidades de corrupção, sendo considerado mais eficaz nas sociedades desenvolvidas e bem organizadas, exigindo menores custos de execução.

A introdução de uma norma condicionando o livre funcionamento do mercado introduz quase inevitavelmente um acréscimo do preço pago pelo consumidor final e uma redistribuição das quotas de mercado a favor das tecnologias menos desfavorecidas pela norma. Por exemplo, a limitação do conteúdo em enxofre dos combustíveis utilizados em centrais térmicas reduz a procura dos que têm maior percentagem de enxofre, pois exige o seu tratamento ou a mistura com combustíveis com menor percentagem de enxofre, que passam a ter mais procura e a exigir maior preço.

Os preços do petróleo vêm incorporando uma significativa renda, de natureza especulativa e de escassez a prazo. Acresce que, como os membros da OPEP não se cansam de assinalar, muitos países consumidores, através de diversas taxas incidindo sobre o petróleo ou seus derivados, coletam um montante de receitas de valor próximo das rendas que os produtores de petróleo são

acusados de se apropriar[5]. Sobrepreço de que os produtores de carvão e de gás natural também se aproveitam, aproximando os preços de venda dos valores correspondentes aos dos respetivos equivalentes em petróleo, apesar da perspetiva de escassez daqueles combustíveis ser bem menor. E o mesmo sucede com qualquer outra forma de energia, incluindo as energias renováveis que, para além de beneficiarem da existência daquelas rendas, vêm sendo folgadamente subsidiadas.

Qualquer restrição à oferta de um bem ou serviço, natural, administrativa ou por défice de iniciativa empresarial (que nem sempre significa abuso de poder de mercado mas sim carência de ação reguladora para reduzir barreiras à entrada ou incentivar a oferta) gera uma renda. Em linguagem de programação matemática (ver Anexos) dir-se-ia que a qualquer restrição, quando ativa, está associada uma variável dual de valor não nulo. A imposição de uma taxa ou imposto sobre um bem ou serviço corresponde à apropriação pela autoridade em causa de uma renda ou parte de uma renda, sendo teoricamente possível calcular a restrição alternativa a que corresponderia uma variável dual de igual valor, e vice-versa.

1.6.2 Efeitos da adoção de taxas de carbono

A redução de emissões de GEE, induzida pelo mero aumento do preço da energia nunca será de desprezar. No entanto, o superior interesse duma taxa de carbono, com a consequente redução de emissões de CO_2, resulta dominantemente da diferenciada e maior incidência desta taxa nas fontes de energia mais carbono intensivas, induzindo a sua substituição por outras ambientalmente menos prejudiciais. Por outras palavras, o grande interesse de uma taxa de carbono, relativamente a uma taxa sobre a energia, reside sobretudo na alteração das quotas de mercado de cada combustível, prejudicando os mais poluentes, de forma crescente com o teor em carbono, e não apenas na redução da procura total de energia fóssil, por acréscimo do seu preço.

Concretizando, a taxa de carbono não incide sobre as energias não emissoras de GEE, como as renováveis e a nuclear, favorecendo a penetração destas energias na produção de eletricidade. E, sendo os combustíveis fósseis onerados proporcionalmente ao seu teor em carbono, as centrais a carvão serão gradualmente substituídas por centrais a gás natural, emitindo muito menos CO_2 para igual energia térmica utilizada. Redução de emissão que, aliás, não é só devida ao menor conteúdo em carbono mas também ao maior rendimento das centrais com turbinas a gás de ciclo combinado relativamente às de carvão.

Analogamente, na climatização dos edifícios e no mercado de calor de processo, a penetração do gás natural será acelerada pelo seu menor teor de carbono, substituindo os outros combustíveis fósseis, designadamente carvão e derivados do petróleo, que se tornam menos interessantes. Aliás,

5 Os dados não abundam e estão pouco sistematizados. Segundo a ADEME, de França, na Europa de 2006, as taxas implícitas nos preços das energias fósseis correspondiam a um valor médio de 47 euros por tonelada de CO2, com grandes diferenças de combustível para combustível. Assim, a gasolina super sem chumbo estaria sujeita a taxas correspondentes ao valor médio de 240 € por tonelada de CO2, o gasóleo a 160 €, o fuelóleo doméstico a 74 € e o carvão a apenas 1 €.

a penetração do gás natural será igualmente travada pela influência desta taxa no preço deste gás e pela consequentemente menos problemática concorrência das energias renováveis, com relevo para a energia termo-solar, passiva ou ativa. Acréscimo de preço do gás natural que também facilitará a prossecução de objetivos mais ambiciosos de eficiência energética, que irão sendo progressivamente exigidos aos edifícios.

Nos transportes rodoviários e aéreos, as dificuldades tecnológicas de substituição dos derivados do petróleo têm sido difíceis de vencer, e nos transportes marítimos pouco ou nada se tem conseguido, por défice de autoridade supranacional. Para além de alguma penetração do gás natural e dos acréscimos de eficiência energética que continuarão a ser obtidos pelo aumento do preço do petróleo e seus derivados, apenas a generalização da tração elétrica (ou híbrida) proporcionando o recurso a outras energias primárias, mais limpas, ou a utilização de bio carburantes, desde que alimentar e ambientalmente sustentáveis, permitem esperar significativos efeitos na redução de emissões de GEE.

Concluindo, a grande vantagem duma taxa de carbono, relativamente a taxas diretas sobre a energia, é evidenciar que o objetivo prosseguido não se limita a reduzir a procura de energia mas, sobretudo, a reduzir as emissões de CO_2.

De facto, como o efeito duma taxa de carbono no preço da energia é proporcional ao conteúdo em carbono dos combustíveis usados, para além de reduzir as emissões de CO_2 por acréscimo do preço da energia, uma taxa de carbono potencia este efeito por alteração do mix de energias utilizadas, pois concentra o acréscimo de preço nos combustíveis que são mais responsáveis pela emissão de CO_2, maximizando a redução destas emissões para igual ónus fiscal.

Embora lateral e secundário, outro resultado da introdução de uma taxa de carbono, que não deve ser desprezado, é a extensão do tempo de utilização das reservas de petróleo, quer pela sensibilidade da procura ao maior preço quer pela redução da competitividade dos seus derivados face a energias mais limpas. Resultado favorável aos povos menos desenvolvidos, com maiores dificuldades de sair do petróleo.

Por outro lado, como proporciona um enorme volume de receitas fiscais, oferece uma rara ocasião de rever o sistema de distribuição de rendimentos, a não perder, para não só acelerar o aproveitamento das novas forma de energia e promover a eficiência energética, mas também para reduzir as assimetrias de riqueza, entre países e no interior de cada país.

1.6.3 Direitos de emissão versus taxas de carbono

A redução das emissões de GEE não deve ser procurada apenas na simples moderação do uso de combustíveis com elevado teor de carbono, nem só na sua substituição por outros mais limpos. Pode e deve ser alcançada por numerosas outras formas, muito diversificadas e frequentemente com custos inferiores aos resultantes da mera substituição de combustíveis. Utilizar outros métodos produtivos ou novos procedimentos de utilização de energia, passando pela mudança de meios de

transporte, de sistemas de aquecimento e de processos de manutenção da temperatura no interior dos edifícios, é muitas vezes mais eficiente do que substituir combustíveis ou recorrer a energias mais limpas[6].

Assim, para além dos relevantes comportamentos de reação a uma taxa sobre o carbono, acima referidos, centrados na substituição dos combustíveis mais poluidores por outros menos poluidores ou por energias mais limpas, importa pró-ativamente estimular qualquer outro comportamento suscetível de diminuir emissões de GEE. Estímulo que pode concretizar-se na atribuição de uma taxa de carbono negativa ou crédito de emissões que incite à adoção de atividades ou processos onde a redução daquelas emissões seja simples e fácil de evidenciar. Crédito que deve ser titulado por certificados negociáveis de redução de emissões de GEE, segundo procedimentos validados por uma entidade capacitada para o efeito. Certificados que serão adquiridos pelos emissores de GEE dispensando-os do pagamento de taxas de carbono, da aquisição das licenças de autorização de emissões ou de pagamento de multas por ultrapassagem dos limites a que estejam submetidos.

Neste contexto, comprar créditos equivale a subsidiar procedimentos que reduzem emissões de GEE. A compra de créditos ou direitos de emissão não significa ficar dispensado de reduzir emissões de GEE, como sucede através do pagamento de uma taxa ou multa, mas sim ser obrigado a financiar reduções compensadoras destas emissões em instalações alheias. E o mercado de créditos de emissão não se limita a induzir meras reações de fuga a um pagamento, como sucede com o sistema de taxas de carbono, também incentiva todas as iniciativas que possam acelerar a atenuação daquelas emissões. Reduções seguramente mais fáceis de serem conseguidas pelo vendedor dos créditos de emissão do que nas instalações do comprador, caso contrário este não efetuaria tal compra.

No fundo, esta transação de compra e venda transfere a obrigatoriedade da redução de emissões de um poluidor para outro, por um preço necessariamente não superior ao valor das taxas ou multas que

---

[6] Por exemplo, utilizando a energia solar, presente na atmosfera ou no solo, para aquecimento do ambiente e recorrendo a bombas de calor atuais, pode obter-se uma energia útil cerca de 4 vezes maior do que a energia elétrica necessária para acionar a bomba. Recorrendo para o mesmo efeito à queima de um combustível, raramente se consegue aproveitar mais de 90% da energia que contém. Assim, quando o objetivo prosseguido é a redução das emissões de GEE, e não a redução do consumo de energia, a opção entre os dois processos não pode basear-se no mero balanço energético mas sim no das emissões de GEE associadas.

A longo prazo, o custo destas emissões encontrar-se-á incluído no preço das energias comerciais utilizadas e até no custo dos equipamentos usados. Então, o custo total da energia útil de aquecimento será o melhor indicador para a escolha, quer do ponto de vista económico quer do ponto de vista ambiental. A curto e médio prazo, temos de considerar o valor das emissões de GEE ainda não internalizado pelo mercado, ou seja, ainda não incluído nos preços das energias comerciais usadas. Adicional que depende do combustível usado no aquecimento e do mix de produção de energia elétrica utilizada na bomba de calor.

Considerando um sistema de aquecimento a gás natural e um sistema elétrico em que a nova procura é satisfeita por centrais a gás natural de ciclo combinado, hipótese muito representativa do que se passa atualmente em Portugal, a melhor opção ambiental, aliás muito próxima da energética, é a bomba de calor. Com efeito, mesmo que se admita um rendimento total do sistema elétrico, na geração e na distribuição, só da ordem de 50%, o gás natural necessário para a geração da eletricidade usada na bomba de calor é inferior a metade do necessário para queima no sistema de aquecimento, para igual energia útil. E a bomba de calor, apesar do seu maior preço de equipamento, é ambientalmente mais sustentável.

Este raciocínio também é válido para o aquecimento de águas sanitárias. Todavia, numa análise de sustentabilidade ambiental, a bomba de calor é batida pelo sistema solar térmico passivo… se a energia elétrica utilizada na bomba de calor não for renovável. Numa análise de sustentabilidade económica, continua a ser necessário considerar os custos totais, incluindo investimento, manutenção e conservação.

o comprador incorreria por ter ultrapassado as emissões para que estava autorizado. E, para além do menor custo e de não atrasar a redução das emissões, concede mais tempo para a substituição das tecnologias mais poluentes, por um preço fixado pelo mercado e não sob a forma meramente administrativa e arbitrária duma taxa ou multa, frequentemente geradora de corrupção. Assim, de forma descentralizada e economicamente racional, promove-se um rateio mais eficiente da capacidade natural de processamento de GEE do sistema Terra.

Assim, integrando o objetivo da preservação do ambiente nas regras de mercado, não só se aproveitam os seus mecanismos e estímulos para favorecer uma internalização eficiente dos custos ambientais, como também, graças à pró-atividade própria dum mercado, se acelera a redução das emissões totais de forma mais eficiente, seletiva e abrangente do que num sistema de simples imposição duma taxa de carbono, ainda que complementado por um sistema de consignação das receitas para acelerar o aproveitamento de energias renováveis e para promover a eficiência energética.

Utilizando coeficientes de conversão dos efeitos estufa, todos os GEE podem ser incluídos num mesmo sistema de penalizações e incentivos, tendo como referência o valor dos direitos de emissão duma tonelada de CO_2[7]. Sistema que se pode alargar a processos suscetíveis de aumentar a capacidade natural de processamento do CO_2 pelo sistema Terra, como a reflorestação. E ainda pode integrar qualquer procedimento de redução desta capacidade, submetendo-o à compra de créditos de emissão de GEE, tal como sucede com as grandes unidades de combustão.

Enquanto a concentração de GEE na atmosfera não regressar a valores climaticamente aceitáveis[8], não só será necessário continuar a incrementar o valor da taxa de carbono como ainda se justifica acelerar a penetração das energias renováveis e promover a eficiência energética, atribuindo-lhes subsídios de valor equivalente às taxas de carbono das emissões evitadas. Subsídios que, para além de se adicionarem aos benefícios resultantes do acréscimo de preço da energia fóssil originado pela taxa de carbono, se devem manter enquanto a aplicação desta taxa de carbono for necessária para que a concentração de GEE na atmosfera regresse a valores inferiores ao limite da capacidade de processamento natural de CO_2 pelo sistema Terra.

Só se, a muito longo prazo, a necessidade de respeitar estes limites deixar de estar ativa, hipótese que não só implica que a concentração dos GEE tenha regressado aos valores existentes antes da era industrial, como também implica acreditar que entretanto as energias limpas conseguiram dominar o mercado, sem subsídios ou outras proteções, será possível dispensar a taxa de carbono e suprimir aqueles subsídios.

---

[7] Como exemplo, refere-se que a emissão de 1 tonelada de metano (CH4) é considerada equivalente à emissão de 21 toneladas de CO2, e a de 1 tonelada de óxido nitroso (N2O) a 310 toneladas de CO2.

[8] Em meados do século XIX, no início da era industrial e antes da utilização intensiva dos combustíveis fósseis, a concentração do CO2 na atmosfera era próxima de 270 ppm. Atualmente é de 385 ppm. Teme-se que, se continuar o atual ritmo de crescimento de emissões, se chegue ao fim deste século com o dobro do valor do início da industrialização, podendo provocar um aumento médio global de temperatura próximo de 6ºC.

1.6.4 Funcionamento e vantagens dos mercados de carbono

À semelhança da exoneração de taxas de carbono para grandes indústrias utilizando intensivamente combustíveis fósseis, para respeitar expectativas existentes antes do estabelecimento do mercado de direitos de emissão e para reduzir a oposição ao seu estabelecimento, também às grandes unidades de combustão foram gratuitamente atribuídos generosos volumes de direitos de emissão, por prazos que se revelaram demasiado longos.

No entanto, se as regras de revisão de preços e de quantidades forem adequadas, o preço inicial de atribuição das licenças influi pouco nos valores praticados no mercado alguns anos depois dos prazos de atribuição gratuita terem terminado. E a integração destas unidades no regime de mercado pode ser conduzida de forma mais transparente e previsível, e menos sujeita a decisões subjetivas e arbitrárias, do que num regime de taxas de carbono.

À semelhança do já acima referido relativamente à aplicação de uma taxa de carbono na produção de eletricidade, a instituição de um mercado de carbono beneficia as energias não emissoras de GEE, como as renováveis e a nuclear, relativamente aos combustíveis fósseis. E, como estes são desigualmente onerados, as centrais a carvão serão gradualmente substituídas por centrais a gás natural, emitindo muito menos CO_2 para igual energia elétrica produzida.

Como é impossível queimar carvão sem produzir CO_2, a continuidade da utilização das centrais térmicas a carvão exigirá o pagamento de direitos de emissão de preço crescente no tempo, sobre custo inevitável e indispensável para que a emissão de GEE se reduza e se aproxime da capacidade natural de processamento do sistema terra. Porém, considerando a abundância de reservas de carvão e a eventualidade do seu preço descer por menor utilização, examina-se a possibilidade de sequestrar o CO_2 em jazigos minerais garantindo perenidade.

As instalações ou equipamentos de combustão demasiado pequenos para participarem no mercado, como as domésticas e de transporte, serão integradas neste sistema de redução de emissões de GEE através de, na importação ou produção dos combustíveis utilizados, estes serem sujeitos a taxas de carbono de valor harmonizado com os preços dos créditos de emissão praticados no mercado[9].

Tal como referido a propósito da taxa de carbono, na climatização dos edifícios e no mercado de calor de processo, a penetração do gás natural será acelerada por, graças ao menor teor de carbono, exigir menos direitos de emissão de GEE e consequentemente substituir outros combustíveis fósseis que se vão tornando menos interessantes, designadamente carvão e derivados do petróleo. E a penetração do gás natural no mercado, por também estar sujeita ao pagamento de direitos de

[9] Por razões de sustentabilidade ambiental e de eficiência fiscal, interessa ainda que uma taxa de carbono substitua os impostos específicos sobre os combustíveis, evidenciando que o instrumento fiscal não é desvirtuado nem desviado para outros objetivos ou interesses. Nomeadamente, o gasóleo e a gasolina devem passar a ter taxas proporcionais aos GEE que originam, substituindo gradualmente outros impostos ou taxas dependentes dos destinos dados às coletas que proporcionam, eventualmente substituídas por receitas proporcionadas pelas novas taxas.

emissão, não deixará de ser atenuada, o que facilita a entrada das energias renováveis, com relevo para a energia termo-solar, passiva ou ativa.

O acréscimo do custo de utilização do gás natural induzido pelo pagamento de direitos de emissão de GEE também facilitará a prossecução de objetivos mais ambiciosos de eficiência energética que gradualmente irão sendo exigidos aos edifícios. E, insistindo mais uma vez, para além destes efeitos do lado da oferta de energia, equivalentes aos de uma taxa de carbono de igual valor, a perspetiva de venda de créditos de emissão de GEE conseguida pela eventual redução de emissão destes gases do lado procura de energia, resultantes das mudanças de equipamento de queima ou de processos produtivos, aumenta e acelera essa redução.

Analogamente, para além das novas fontes de energias renováveis fruírem do preço sucessivamente crescente das energias fósseis com que estão em concorrência, todas as fontes de energia limpa presentes no mercado, bem como qualquer medida de promoção da eficiência energética, ainda podem e devem beneficiar dos créditos correspondentes à redução de emissões que proporcionam, garantindo transparência e sustentabilidade económica e ambiental no cálculo dos subsídios atribuídos[10].

Conseguidos através do mercado de emissões, estes subsídios resultam automaticamente financiados pela receita da venda de créditos de emissão, ou seja por pagamentos feitos pelos compradores poluidores, na medida em que poluem. E, deste modo, não só se satisfaz uma das reivindicações dos ecologistas que pretendem que as receitas destas vendas sejam prioritariamente destinadas a promover a redução de emissões, como ainda se evita ter de recorrer a outras formas de angariar fundos, raramente bem recebidas por aqueles que têm de os pagar, como acontece atualmente com a promoção das energias renováveis e da eficiência energética dominantemente financiada através do sobre preço da eletricidade de baixa tensão[11].

O financiamento das energias renováveis e das medidas de eficiência energética através das receitas de venda dos créditos de emissão de GEE correspondentes às reduções a que dão origem também

---

[10] Teoricamente, esta lógica de subsidiar uma decisão conducente a redução de emissões de GEE também poderia ser aplicada às novas centrais nucleares. Contudo, recordando que já beneficiam da vantagem das centrais concorrentes, nomeadamente as queimando carvão, serem gradual e fortemente oneradas pelo pagamento de direitos de emissão, muitos autores contestam a concessão às centrais nucleares de subsídios correspondentes à redução de emissões por substituição de centrais queimando energias fósseis, quer por excluírem a hipótese da escolha das centrais nucleares ser baseada na sua competitividade, quer por admitirem ainda haver problemas mal resolvidos, nomeadamente quanto à disposição final dos resíduos radioativos. Questões que consideram equivaler a um subsídio a pagar no futuro, de valor elevado e ainda mal estimado.

Um raciocínio análogo é aplicado às grandes hídricas que, embora não perdendo o benefício de concorrerem com energias fósseis com preços acrescidos pelos direitos de emissão a que estão sujeitas, são acusadas de grandes prejuízos nos equilíbrios ecológicos das bacias hidrográficas em que se localizam. Prejuízos não internalizados pelo mercado, razão invocada para não beneficiarem da atribuição dos créditos de emissões de GEE que a sua existência proporciona.

[11] A concentração destes financiamentos sobre os consumidores de BT pretende atenuar a sua incidência na indústria, com a preocupação de não a prejudicar na concorrência internacional, mas esquece que esta acaba por ser atingida através dos aumentos salariais induzidos pelo encarecimento da energia doméstica, com a circunstância agravante de travar a adoção nas empresas de processos industriais mais adaptados a um contexto económico em que a energia será inevitavelmente mais cara.

resolve outros problemas. Em primeiro lugar, proporciona uma métrica objetiva e ambientalmente eficiente de cálculo dos subsídios a atribuir, baseada nos custos das emissões de GEE e proporcional a estes custos, e não nos custos da energia economizada. Em segundo lugar, proporciona recursos financeiros mais abundantes e adequados à prossecução de objetivos mais ambiciosos, recolhidos de todos os poluidores, diretos ou indiretos, através dos direitos de emissão pagos e repercutidos nos respetivos preços de venda, e portanto na proporção da poluição que originam e não da quantidade de energia que consomem.

O conjunto de consumidores finais de bens ou serviços abrangidos pelo mercado de emissões de GEE é muito mais extenso do que qualquer grupo de consumidores de energia, proporcionando maior diluição da incidência individual destes financiamentos. O que não só permite recolher as verbas necessárias a ritmos de redução de emissões de GEE mais ambiciosos como também possibilita o alargamento do universo das medidas de promoção da utilização mais eficiente da energia a setores menos diretamente ligados com a oferta da energia, como o imobiliário e a organização das cidades (urbanização e transportes). Maior capacidade de financiamento que crescerá com a gradual subida do preço dos créditos de emissão transacionados no mercado, consequência da redução da excessiva quantidade de direitos inicialmente atribuídos gratuitamente e do aumento das exigências que serão adotadas quanto à redução dos níveis de concentração de GEE na atmosfera.

Este mercado também elimina o problema de se ter de definir quem paga os subsídios à redução das emissões de GEE, e de dirimir os consequentes conflitos de interesses entre os candidatos à obtenção das receitas correspondentes. De facto, abrindo a possibilidade dos agentes de mercado se candidatarem a aquisição de créditos de emissão de GEE através da realização de projetos ou ações proporcionando redução destas emissões, incentiva-se e acelera-se a sua redução, onde é mais fácil e barato, descentralizadamente. E, utilizando a competição no mercado, orientada pelos preços dos créditos, por sua vez comandados pelas quantidades de direitos atribuídos centralizadamente, dispensa-se o estabelecimento de prioridades subjetivas ou a imposição de normas imperativas, o que reduz os custos de regulação e reforça a sua eficácia[12].

Tal como qualquer outro imposto, a taxa de carbono pode ser objeto de exonerações, parciais e temporárias, atenuando o seu impacte, nomeadamente em indústrias ainda grande emissoras que se admite não poderem suportar estas taxas sem períodos transitórios de adaptação, e, sobretudo, sem a sua generalização aos restantes países ou sem a submissão das importações a uma taxa compensadora da diferença entre as taxas de carbono vigentes no país de consumo e no país de origem. Todavia, as exonerações de compra de direitos, em volume ou em preço, são pouco

---

[12] Através da integração no mercado de direitos de emissão dos GEE dos sub mercados de certificados verdes, dedicados ao financiamento das energias renováveis, e de certificados brancos, dedicados à promoção de medidas de eficiência energética, incluindo programas do tipo PPEC (ver Cap. 9), não só se dá racionalidade e transparência ao valor destes certificados, como se consegue solvabilidade e liquidez para estes sub mercados, e ainda se dispensam ou se reduzem os custos correspondentes à sua manutenção autónoma.

transparentes. E o valor dos créditos de emissão de GEE nos mercados tem mostrado volatilidade e fragilidade perante a especulação[13].

Também tem sido defendido alguma neutralização transitória do impacte destas taxas nas famílias numerosas residentes em zonas sem transportes coletivos, a quem seriam concedidos créditos de imposto sobre o rendimento[14].

1.6.5 Fiscalidade complementar exigindo grande harmonização internacional

Tal como qualquer outra receita fiscal, a coleta proporcionada por uma taxa sobre o carbono não deve estar consignada a objetivos específicos. No entanto, muitos ambientalistas, impacientes com os resultados alcançados, ambicionam acelerar o processo de luta contra as perturbações climáticas e pretendem que aquela coleta seja exclusivamente destinada à promoção de energias renováveis e da eficiência energética ou, de forma mais lata e precisa, à redução das emissões de GEE. Diferentemente, uma corrente de opinião, mais preocupada com as desigualdades de desenvolvimento e com a correção de alguns efeitos da globalização, defende que uma fiscalidade de natureza ambiental, apropriando-se de uma renda proporcionada por um bem comum da humanidade, a capacidade natural de processamento do CO_2 pelo sistema Terra, que era de utilização livre por todos e que se tornou escasso e de utilização regulamentada, deverá ser aproveitada para redistribuir recursos entre os povos e no interior de cada povo, corrigindo assimetrias de distribuição da riqueza, da justiça e da paz, e contribuindo para a resolução de problemas originados pela globalização.

---

[13] Infelizmente, a experiência destes anos mostrou que houve excessiva atribuição de direitos gratuitos às grandes instalações de combustão, feita até 2012, sem qualquer cláusula ou programa de diminuição gradual de volume ou de substituição por atribuição a preço bonificado diferente de zero. Alteração que poderia evitar a apropriação das rendas que entretanto foram resultando das evoluções tecnológicas em curso e do facto dos concorrentes, diretos e indiretos, irem ficando sujeitos ao pagamento de taxas ou direitos de emissão.

Para além deste efeito indesejado, proporcionando proveitos extraordinários, quando o objetivo era neutralizar prejuízos, muitas destas grandes unidades beneficiando de mercados em oligopólio, ainda conseguiram incorporar nos preços dos produtos o valor de mercado dos direitos de emissão utilizados que lhes tinham sido atribuídos gratuitamente.

Por outro lado, confirmando uma atribuição excessiva daqueles direitos e/ou sua utilização especulativa, alguns destes direitos desnecessários foram colocados no mercado, provocando uma baixa nos preços praticados e contrariando a promoção da desejadamente acelerada substituição de combustíveis fósseis e a estimulação duma mais rápida adoção de medidas de eficiência energética,

A apreciação das reivindicações de exoneração de taxa de carbono deve ser feita atendendo mais às condições de competitividade externa e ao desencorajamento de deslocações industriais, a combater por taxas compensadoras a aplicar nas fronteiras, e atendendo menos aos acréscimos internos dos preços dos produtos sentidos pelos consumidores finais, que apenas devem ser atenuados em casos pontuais e durante períodos transitórios, através subsídios ou de créditos de outros impostos. Aliás, entre 1973 e 1981, o acréscimo de preço do petróleo é estimado como equivalente ao de uma taxa de carbono próxima de 136 euros por tonelada de CO_2, e entre 1999 e 2008, da ordem de 170 €/tCO_2.

[14] A tentativa francesa de introdução duma taxa carbono no início de 2010, de valor igual a 17 euros por tonelada de CO_2, foi impedida pelo Senado que, apesar de reconhecer o progresso ecológico que representava, alegou que o projeto de lei tinha demasiadas exonerações e não respeitava as garantias constitucionais de igualdade perante os encargos fiscais.

Diferentemente, a Suécia tem desde 1991 uma taxa sobre o carbono, iniciada com o valor de 27 euros por tonelada de CO_2, gradualmente aumentada ao longo dos anos, e passando a 109 euros em 2010. Taxa que tem reduções da ordem de 79% para a indústria mas nenhuma de natureza social ou geográfica. Graças a esta política, a Suécia é dos países da UE com menores emissões: 6.7 toneladas de CO_2 por habitante e por ano, contra 9.3 na UE de 27.

Para além do volume total de direitos emitidos no mercado primário, comandando o preço dos créditos no mercado secundário de forma a cumprir os objetivos de redução de emissões assumidos pelos países aderentes ao mercado de carbono, há que regular a distribuição destes direitos, por país e por indústria, bem como a diferenciação do respetivo preço reduzido, de forma a dar cumprimento ao programa de reduções de cada país sem ultrapassar um volume de compra de direitos no mercado secundário que inviabilize indústrias ainda economicamente defensáveis ou vitais para o país em causa.

Intervindo de forma indireta neste processo descentralizado de fixação do valor dos direitos de emissão, a regulação do mercado de carbono, eventualmente orientada pelas emissões por habitante de cada país, poderá e deverá atuar sobre o volume e a distribuição dos direitos atribuídos, nem necessariamente gratuitos nem de igual preço, facilitando a harmonização e/ou modulação do impacte da taxa entre diferentes países e diferentes indústrias. Objetivo que, embora também possa ser prosseguido através do sistema de taxas de carbono, atuando sobre a diversificação do seu valor e das regras de exoneração, é aí mais difícil de explicar e de fazer aceitar.

Como a atmosfera terrestre é única, faz sentido alargar as candidaturas de realização de projetos ou ações proporcionando redução de emissões de GEE para além das fronteiras dos estados que cooperam num mesmo mercado de direitos de emissão de GEE, o que estabelece um fluxo de ajuda internacional partindo das atividades compradoras de direitos, mais poluidoras e sitas no interior deste espaço de cooperação, com destino a projetos redutores de emissões localizados em países em desenvolvimento que obedeçam a regras precisas, constantes no designado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Regras que também devem dificultar o desvirtuamento deste mecanismo por grandes empresas multinacionais, que já estão a apropriar-se das transferências induzidas, reduzindo o seu impacte nos países de destino.

Com efeito, desde que a um projeto seja reconhecido contribuir para reduções certificadas de emissões (RCE), pode vender os créditos correspondentes, assim se estabelecendo um fluxo financeiro de ajuda internacional, com origem nos países mais ricos e poluidores e destinado à promoção de um desenvolvimento mais sustentável em países emergentes ou menos desenvolvidos. Fluxo que pode ser regulado em volume e destino através das regras do MDL, que, sem contrariar o desejo dos ambientalistas de reservar as receitas de venda de direitos de emissão de GEE para o combate a estas emissões, também pode satisfazer os desejos dos preocupados com a ajuda aos países em desenvolvimento e com a correção de efeitos perversos da globalização.

A coexistência de taxas muito diferenciadas de país para país incita a deslocalização das indústrias mais poluidoras para os países com menor taxa sobre o carbono, com a consequente maior dificuldade de sobrevivência destas indústrias onde a taxa é maior. Aliás, com o receio de se regredir na liberalização das trocas internacionais, tem sido considerado difícil fazer aceitar a adoção de uma taxa compensadora das diferenças das taxas de carbono vigentes nos países exportadores e importadores.

Contudo, convém ter presente que esta taxa não deseja prejudicar os produtores nem os países exportadores, e que não está em causa prejudicar o aproveitamento de qualquer recurso local nem anular nenhuma vantagem competitiva. Trata-se de fazer com que os consumidores finais paguem a poluição que originam, independentemente do lugar onde esta ocorre. Objetivo que pode ser atingido submetendo os importadores ao pagamento das diferenças de taxa aplicadas às indústrias em causa nos dois países, considerando eventuais exonerações existentes em cada país e não só os valores nominais. Procedimento que aceleraria a harmonização por cima do valor da taxa de carbono vigente em cada país que, embora repercutidas sempre no consumidor final, só seriam totalmente apropriadas pelo país de origem na medida em que este praticasse o valor mais elevado.

2 PROCURA DA ENERGIA ELÉTRICA

2.1 INTRODUÇÃO

Considerando a impossibilidade de acumular energia elétrica em quantidades com significado para o mercado da eletricidade, a variação temporal da procura é uma característica muito importante do sistema elétrico, cujo tratamento se descreve neste Capítulo.

Com a liberalização do mercado, e consequente abertura a fornecedores independentes, a procura a considerar deixou de corresponder a um território bem determinado, em regime de exclusividade, surgindo a complexidade de se ter de avaliar a quota de mercado esperada para cada empresa, e de a responsabilizar pela continuidade de fornecimento aos seus clientes.

Como as redes originam encargos e não têm capacidade ilimitada, estas questões da variação temporal da procura de energia elétrica e da incerteza da quota de mercado para que se deve dimensionar a oferta, têm de ser encaradas por nível de tensão e de forma regionalizada.

2.2 PROCURA MUITO VARIÁVEL NO TEMPO

A procura de energia elétrica varia apreciavelmente no tempo: de hora para hora, ao longo do dia, Fig. 2.1; de dia para dia, sobretudo entre os dias úteis, por um lado, e os sábados, domingos e feriados, por outro lado; e de semana para semana, ao longo do ano, revelando grande sensibilidade aos ritmos de atividade humana e às condições climatéricas, nomeadamente temperatura e luminosidade, Fig. 2.2.

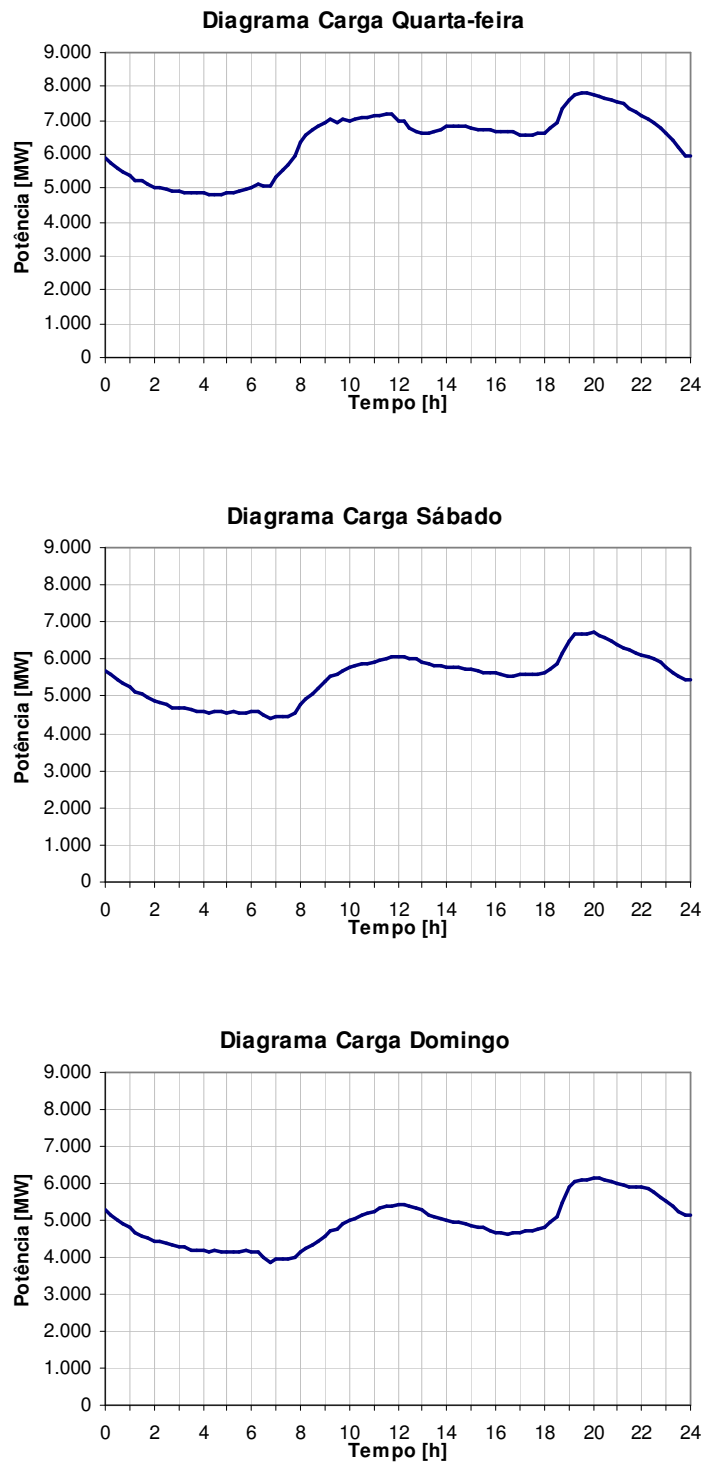



Fig. 2.1: Diagramas de cargas típicos de uma quarta-feira, de um sábado e de um domingo (FONTE: EDP Distribuição)

Fig. 2.2 – Evolução do consumo semanal ao longo do ano

Apesar desta grande diversidade temporal, se o número de clientes de uma rede é suficientemente elevado para que as suas cargas possam ser consideradas estatisticamente estabilizadas, é relativamente fácil prever a carga horária dessa rede ou, pelo menos, a sua variação relativa. A Fig. 2.3 ilustra os consumos verificados na rede do sistema português e do sistema espanhol no dia 17 de março de 2010. Os dois perfis de consumo encontram-se representados no mesmo gráfico, sendo a escala do perfil espanhol a indicada no eixo do lado direito (5 vezes superior à escala do perfil português), de forma a ilustrar a perfeita semelhança na evolução dos perfis. A correlação entre as duas séries temporais corrobora esta constatação visual, atendendo ao seu valor muito próximo da unidade; $\rho = 0{,}95$. A diferença horária entre os dois países não tem qualquer influência, uma vez que os perfis são função das atividades sócio-económicas que, por sua vez, são determinadas pelos horários vigentes em cada país; o cálculo da correlação entre perfis tendo em linha de conta a hora espanhola TMG+1h conduz ao valor $\rho = 0{,}88$.

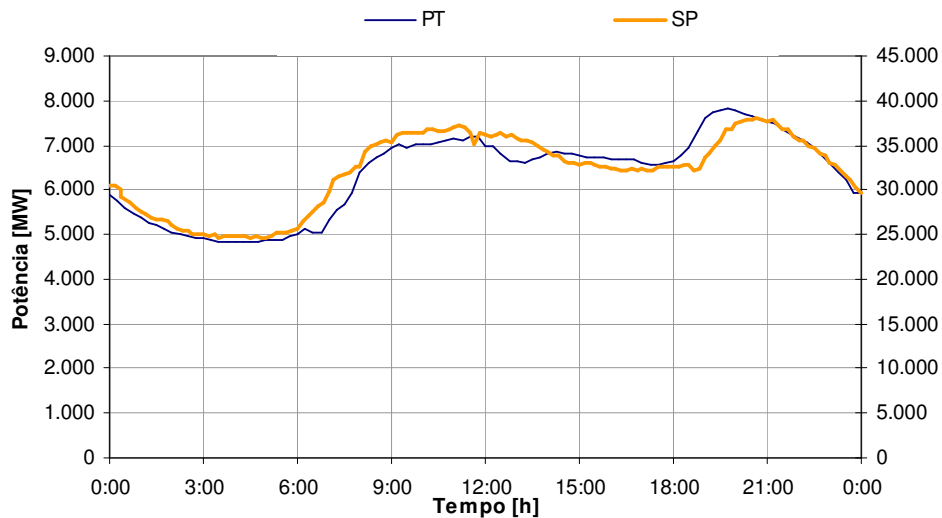



Fig. 2.3: Comparação dos consumos verificados no sistema português e no sistema espanhol

A nível do sistema de produção, é usual referir a procura anual pela quantidade de energia a satisfazer, prevendo a sua evolução por simples extrapolação agregada do passado recente ou, para períodos mais longos, através de correlações entre os consumos de vários setores e variáveis macro económicas relevantes desses setores e de evolução mais facilmente previsível.

Em seguida, o valor anual da procura é desdobrado em valores mensais ou semanais, através de coeficientes sazonais, obtidos pela análise do passado, com explicitação das tendências de longo prazo. Entre estas, nota-se: o aumento do peso dos consumos em períodos frios, devido ao crescente recurso ao aquecimento elétrico, por efeito Joule ou por bomba de calor; e um acréscimo do peso dos consumos em período quente, devido ao recurso ao ar condicionado. A redução dos consumos durante o mês de agosto, devido à generalização do gozo de férias neste mês, deixou de se acentuar, neutralizada pelo recurso crescente ao ar condicionado. Assim, enquanto que o mês de maior procura continua a ser dezembro ou janeiro, segundo as temperaturas verificadas, o mês de menor consumo pode ter deixado de ser agosto, substituído por abril, por ter habitualmente temperaturas não exigindo aquecimento nem arrefecimento e por ter a quebra de atividade económica relacionada com o período pascal. Fevereiro, embora com menor duração e o Carnaval, continua influenciado por forte procura de aquecimento e de iluminação.

A procura prevista para cada mês ou semana é distribuída pelos respetivos dias, considerando os diferentes pesos dos dias úteis e dos sábados, domingos e feriados; a cada um destes dias é atribuído um diagrama de cargas tipo, refletindo a variação horária verificada no passado.

Em estudos de médio e longo prazo, sem grande preocupação com as variações horárias, nem com a precisão dos cálculos, é usual trabalhar com diagramas de cargas monótonos. Estes diagramas são obtidos ordenando por ordem decrescente os valores horários das potências de um dado período: dia, semana, mês ou ano. Em análises ou exposições sem preocupação com os resultados numéricos, estes diagramas são frequentemente estilizados numa reta variando entre 1,5 e 0,5 da potência média do período, Fig. 2.4.

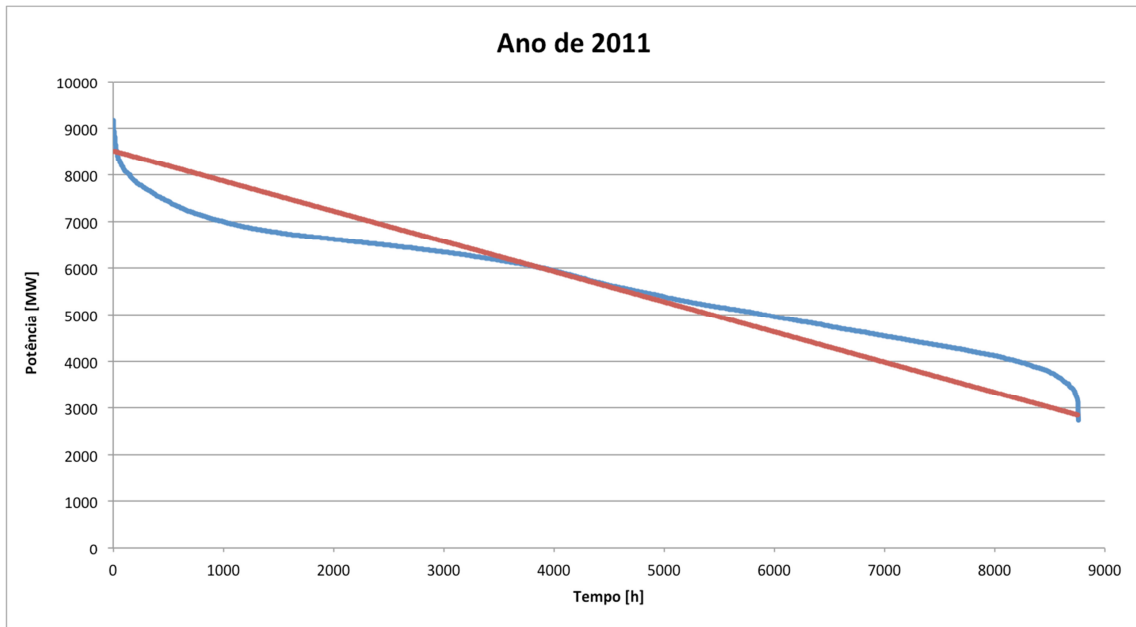



Fig. 2.4: Curva monótona do sistema português

Quando se deseja efetuar estudos incluindo fluxos de cargas em redes, a reta é substituída por patamares de carga, cujo número varia em função da precisão desejada para os resultados e o tempo de cálculo a consentir. Por exemplo, em estudos de fluxos de carga para estudar o dimensionamento da rede de transporte e interligação, têm sido considerados apenas quatro cenários: ponta de inverno, seco e húmido, e ponta de verão seco e húmido, associados a 3 hipóteses de geração eólica. No planeamento de centros produtores, é costume utilizar diagramas mensais com 5 patamares, o que corresponde a 60 configurações de carga por ano. Associando estas configurações com uma amostra de 30 regimes anuais de hidraulicidade e vento, há que analizar 1800 configurações de carga e de hidraulicidade/vento, por cada ano. Este número de configurações ainda será multiplicado pelo número de cenários de preços de combustíveis que se desejar considerar.

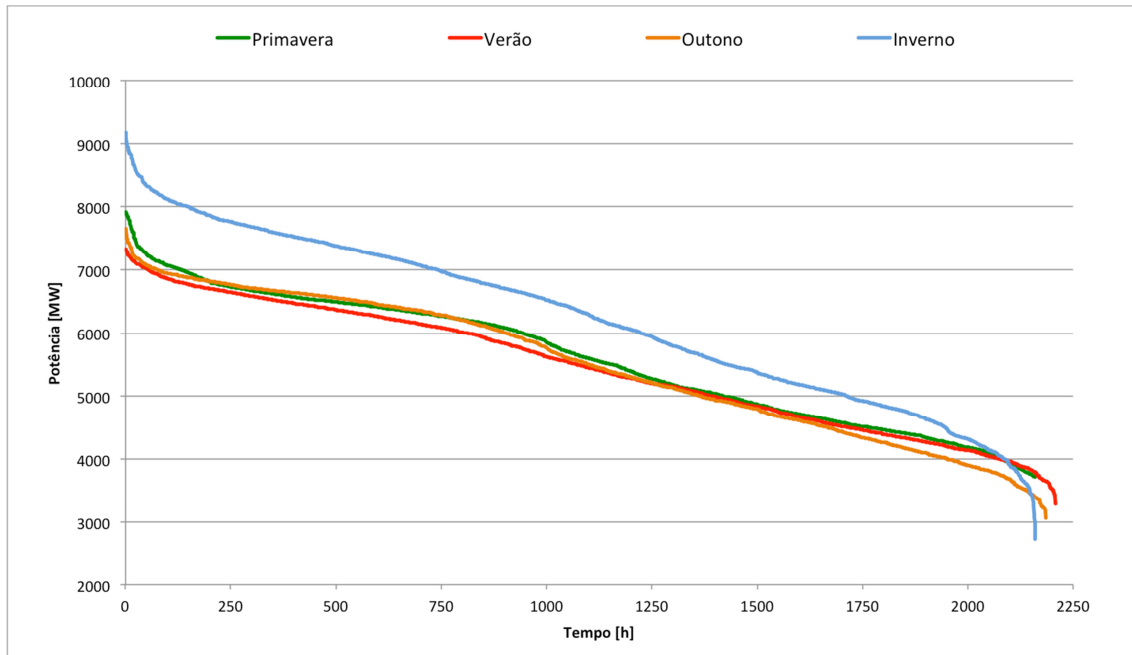



Fig. 2.5: Diagramas monótonos por estação do ano 2011

No planeamento do sistema electroprodutor, estes diagramas em patamares podem ignorar a cronologia das cargas e serem formados a partir dos diagramas monótonos, obtidos por simples ordenação decrescente das cargas horárias de cada período em estudo. Todavia, quando se deseja usar os resultados, nomeadamente custos marginais, para estudos tarifários, é conveniente começar por calcular as cargas médias correspondentes à mesma hora de cada dia, distinguindo, eventualmente, os dias úteis dos de fim de semana, e só depois ordenar estes valores médios correspondentes a horas homólogas, individualizadas ou associadas em patamares segundo os períodos tarifários desejados, normalmente 3 ou 4 por dia.

2.3 A VARIABILIDADE DO CONSUMO COM A TEMPERATURA AMBIENTE

São muitos os fatores dos quais depende o consumo e a sua previsão a curto ou longo prazo constitui uma das tarefas de maior importância no sistema elétrico. Existem fatores ponderáveis e imponderáveis (acidentais) e, entre os primeiros encontra-se a temperatura ambiente.

Toda a modelização traduz uma situação de compromisso entre precisão e complexidade; um primeiro passo será a análise visual dos dados para identificação de possíveis tendências. Tal como já anteriormente referido, os diagramas de carga da Fig. 2.1, traduzem um comportamento constante ao longo dos dias (vazio, ponta às 12h, ponta às 20h), ao qual se sobrepõem especificidades de valores característicos de cada um dos dias (dia de semana, Domingo ou feriado). Idêntica análise é válida para os perfis semanais ou anuais. Numa primeira aproximação, a variável consumo pode ser

descrita por um modelo aditivo de componentes determinística (previsível) e aleatória (imprevisível) da forma:

$$x = x_{det} + x_{ran}$$

A precisão do modelo ditará a complexidade de cada uma das funções que descreve as componentes determinística e aleatória.

Este modelo aditivo foi aplicado aos dados representados na Fig. 2.6 relativos a uma série temporal anual de valores máximos de temperatura ambiente.

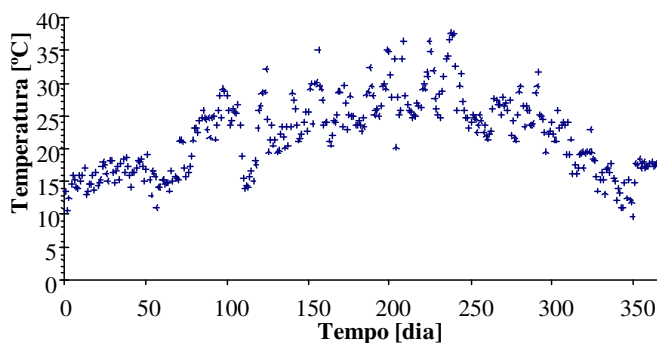



Fig. 2.6: Série temporal anual de valores máximos de temperatura ambiente

Por análise visual dos dados, corroborada por diversas técnicas da análise de séries temporais e sugestões de Normas Internacionais, pode admitir-se que a componente determinística desta série é descrita por um valor médio adicionado a uma função sinusoidal (ou um somatório de funções sinusoidais, num modelo mais complexo).

A componente aleatória pode ser descrita por uma variável Gaussiana de média nula. No entanto, e analogamente à componente determinística, a análise do autocorrelograma desta componente aleatória revelou que um modelo mais preciso deveria também ter em conta a presença de um modelo autoregressivo de primeira ordem (a temperatura do dia d é uma função da temperatura do dia $d-1$) o que, fisicamente, é justificado pela inércia térmica.

A validação deste modelo foi feita com 5 anos de dados (20 séries temporais), tendo o modelo sido aceite em 100% dos casos.

Um modelo semelhante foi testado, com resultados positivos, nos perfis anuais de carga de transformadores de distribuição; a principal diferença reside no facto de, para alguns transformadores, o período da componente determinística não ser anual mas sim semestral, de forma a descrever as crescentes pontas no período de verão, concomitantemente com as já habituais pontas de inverno. O modelo com componente determinística anual foi validado com 3 anos de dados

(24 séries temporais) tendo sido aceite em 79% dos casos; os restantes apresentavam uma clara tendência semestral.

No estudo efetuado, a modelização destas séries temporais tinha por objetivo estudar a correlação entre temperatura ambiente e carga. As correlações revelaram-se fortemente negativas (temperatura ambiente a baixar, carga dos transformadores a subir) principalmente no que se refere a temperatura ambiente e valores máximos das cargas ($-0{,}88 < \rho < -0{,}77$); apesar de existente, a correlação entre temperatura ambiente e valores mínimos das cargas é mais fraca ($-0{,}67 < \rho < -0{,}47$). Estes valores têm explicação no facto de os valores mínimos das cargas (base do diagrama) serem praticamente constantes ao longo do ano e dependerem muito mais das características da rede que alimentam; a sua sensibilidade à temperatura ambiente é praticamente nula.

2.4 DIFERENCIAÇÃO GEOGRÁFICA E POR NÍVEL DE TENSÃO

São as redes de distribuição que vão agregando as procuras dos diferentes clientes. E estas agregações vão sucessiva e mutuamente compensando muitas irregularidades e diferenças, possibilitando a consideração de diagramas de carga de evolução contínua e estável, quando o número de clientes é suficientemente elevado.

A propósito das diferenças existentes entre as procuras de grupos de clientes, devemos considerar as que resultam do tipo de consumidor: grandes empresas de funcionamento quase contínuo; empresas de consumo concentrado nos horários normais de trabalho dos dias úteis; serviços com significativa presença fora destes horários normais de trabalho e mesmo fora dos dias úteis; e os clientes domésticos.

A procura agregada de um conjunto de clientes do mesmo tipo é fortemente regularizada pela absorção de irregularidades de natureza aleatória e de falta de sincronismo de pequenas utilizações comuns. Assim, mesmo nas redes de baixa tensão que agreguem sobretudo clientes domésticos, como acontece nas zonas residenciais, podem verificar-se procuras de evolução bem caracterizada, onde dominam as cargas do fim do dia e do serão, originadas pela iluminação e eletrodomésticos e, nos dias frios, pelo aquecimento, Fig. 2.7.

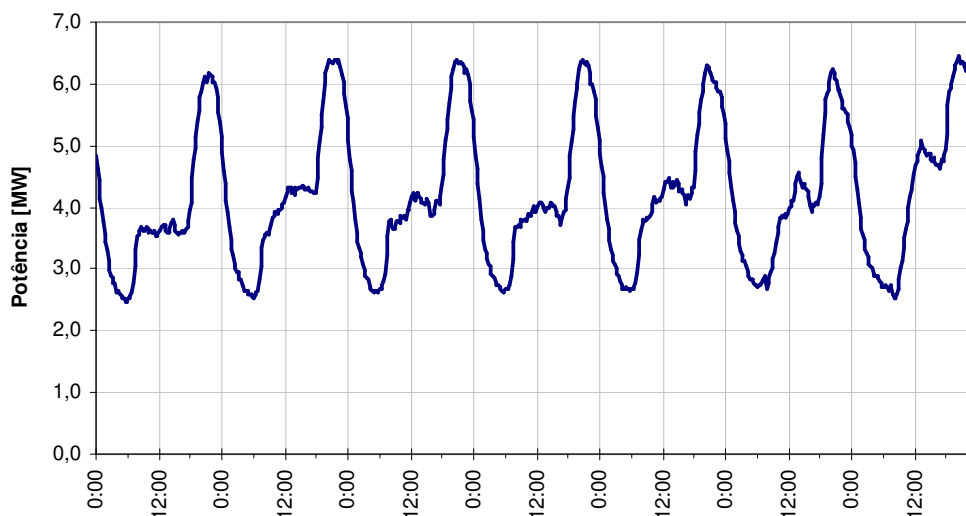



Fig. 2.7: Diagrama semanal duma saída MT para uma área predominantemente residencial. (de Segunda-feira a Domingo)

FONTE: EDP Distribuição

Se a rede de distribuição em baixa tensão tiver outro tipo de clientes, designadamente pequeno comércio e escritórios, a procura durante as horas de funcionamento destas atividades acumula-se com a anterior e os períodos de vazio atenuam-se e concentram-se nas horas de madrugada.

A maior regularização de cargas é feita pelas redes de distribuição em média tensão, que agregam as cargas das redes de baixa tensão, alimentadas através dos postos de transformação de serviço público, com as cargas das médias empresas, alimentadas pelos postos de transformação privados. Se estas empresas forem predominantemente industriais, as cargas concentram-se nos períodos normais de trabalho e a respetiva ponta costuma ocorrer no fim da manhã, Fig. 2.8.

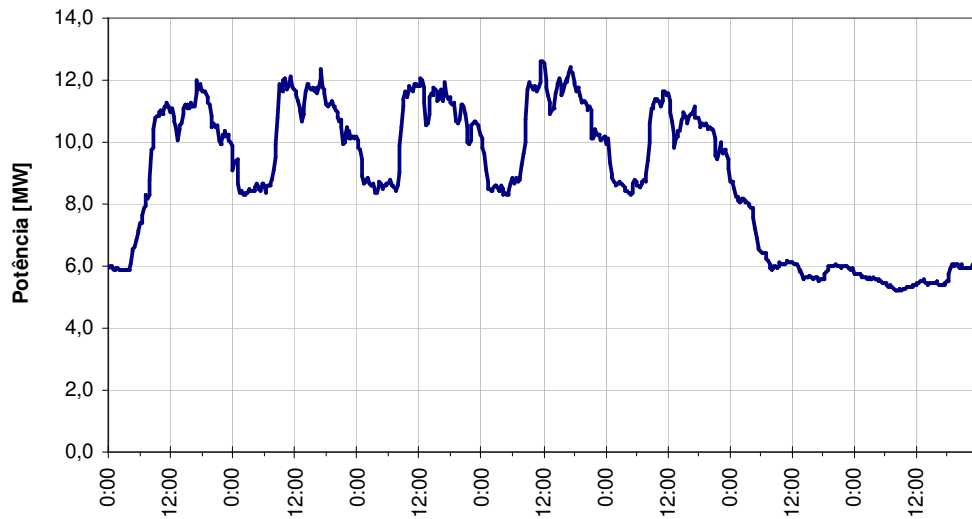



Fig. 2.8: Diagrama semanal duma saída de subestação MT/BT para uma área predominantemente industrial com um só turno de trabalho. (de Segunda-feira a Domingo)

FONTE: EDP Distribuição

Aliás, um dos critérios usados para classificar se uma região é ou não industrializada consiste em observar se a ponta da procura de eletricidade ocorre no fim da manhã, indicando a dominância das cargas industriais, ou ao fim do dia, pelas vinte horas, denunciando o predomínio das cargas domésticas e, eventualmente, de atividades terciárias ligadas ao turismo e ao lazer.

As redes de distribuição em alta tensão, para além de agregarem as cargas das redes de média tensão, alimentadas através das subestações de transformação AT/MT, juntam as cargas das grandes unidades empresariais, muitas com dois ou três turnos de trabalho, e as da tração elétrica, o que contribui para melhor estabilização estatística das cargas e maior preenchimento dos vazios, Fig. 2.9.

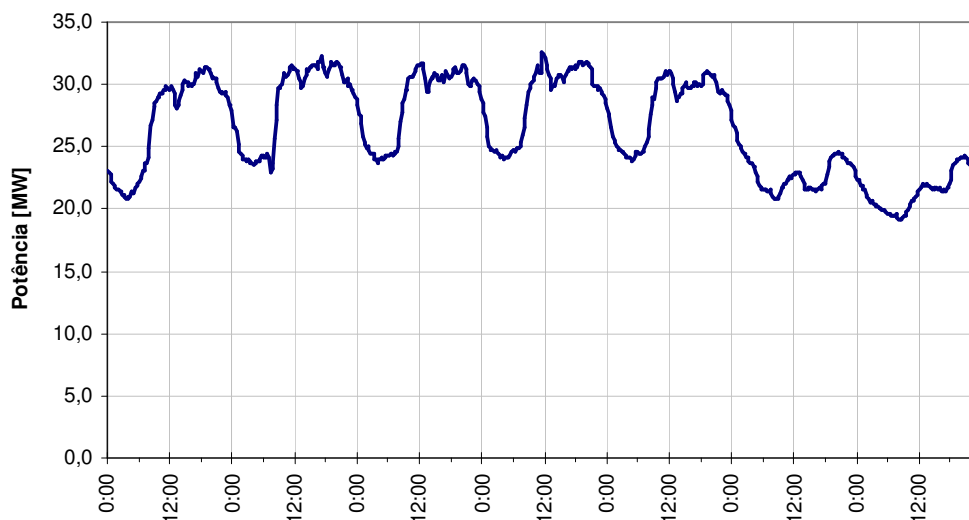



Fig. 2.9: Diagrama semanal duma subestação MAT para uma área urbano-industrial. (de Segunda-feira a Domingo)

FONTE: EDP Distribuição

Em Portugal existem poucos estudos sistemáticos de caracterização da procura de energia final. O que se conhece é devido sobretudo a estudos ocasionais e/ou é inferido por comparações com redes estrangeiras. A procura sectorial de eletricidade em Portugal Continental é revista periodicamente, e depois de agregada proporciona uma caracterização apropriada à escolha do programa de realização de novos centros produtores.

Mesmo a nível da procura agregada do Continente, os estudos tarifários são mais exigentes do que os de planeamento dos centros produtores. Visando uma caracterização dos custos marginais de produção hora a hora, dificilmente podem ignorar a cronologia das cargas, não se satisfazendo com diagramas de cargas classificados.

O planeamento de redes requer uma caracterização localizada da procura de eletricidade, por região, por nível de tensão e por tipo de redes.

2.5 NOVA INCERTEZA: A QUOTA DE MERCADO

Em estudos de planeamento do sistema produtor, anteriormente à liberação do setor elétrico, era suficiente considerar a caracterização da procura agregada de Portugal Continental, mas com a prossecução do mercado, surge uma nova incerteza: a quota de mercado.

Assim, já não é suficiente prosseguir o simples ajustamento de quantidades em mercado fechado, entre a procura prevista e a oferta a proporcionar, com o grau de garantia desejado através de equipamento apropriado, e praticando um preço que assegure a cobertura dos encargos correspondentes. Há que passar para a busca de um duplo equilíbrio entre quantidades e preços, em mercado aberto. Duplo equilíbrio que, sem deixar de continuar a atender à evolução da procura no tempo, também não pode ignorar a variação do mercado num espaço sujeito à concorrência de agentes independentes, eventualmente recorrendo a produção estrangeira.

Neste novo contexto, as quantidades de energia a satisfazer por produção portuguesa deixam de ser bem conhecidas e de estar protegidas por monopólio legal, passando a ser dependentes dos custos oferecidos. E a experiência entretanto obtida mostra a existência de muitas oportunidades de exportação e de importação, quer em horas de vazio quer em horas de ponta, conforme a época do ano, Fig. 2.10. Neste contexto, a continuidade de fornecimento deixa de apenas estar integrada numa lógica de serviço público, para passar a também ser de caráter comercial, sujeita a garantias e indemnizações contratuais.

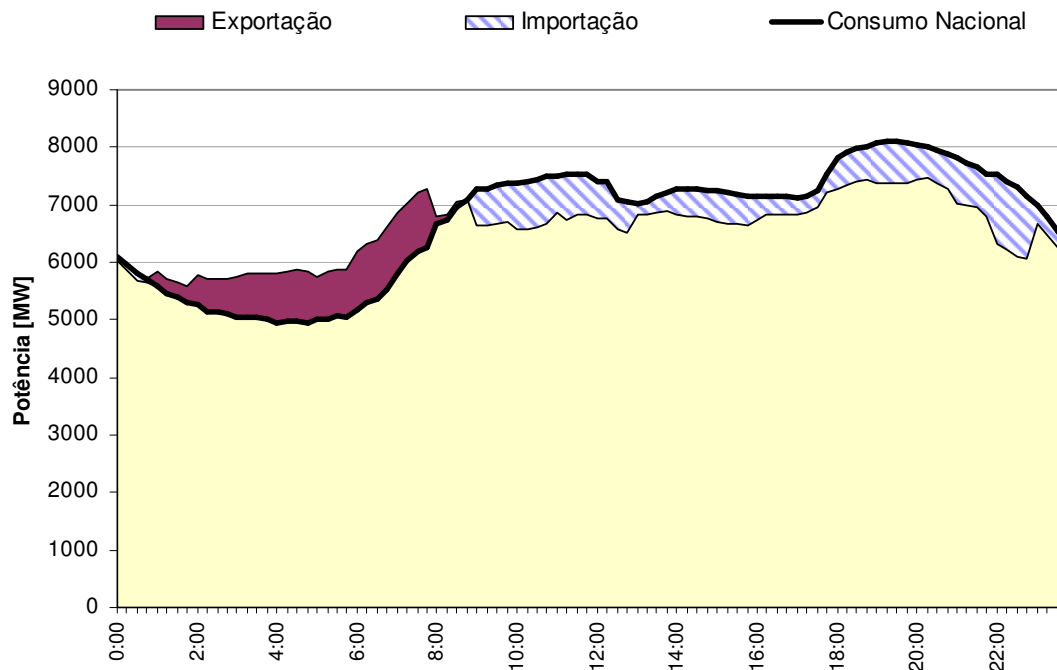



Fig. 2.10: Diagrama de Carga Nacional de 20 janeiro 2010 explicitando os volumes das exportação e importação.

Neste período de adaptação, mais ou menos longo, a Regulação terá de continuar atenta à existência de equipamento suficiente para garantir a continuidade de fornecimento ao conjunto dos consumidores portugueses mas, pelo menos supletivamente, ainda deverá fixar as indemnizações

que, em caso de ocorrência de energia não fornecida, os fornecedores devem pagar aos seus clientes com contrato de fornecimento não interruptível ver Capítulo 4, Garantia de Abastecimento.

3 SATISFAÇÃO DA PROCURA E CUSTOS NO SISTEMA ELÉTRICO

3.1 INTRODUÇÃO

Este Capítulo aborda a problemática dos custos ao longo da cadeia de valor do sistema elétrico que tem por objetivo a satisfação da procura da energia elétrica.

No passado, uma empresa verticalmente integrada tinha por objetivo a satisfação do consumo, nacional ou regional, ao mínimo custo. Para realizar este desiderato, o desenvolvimento do sistema concretizava-se através do planeamento centralizado. Este desenvolveu técnicas de otimização que são apresentadas neste Capítulo e retomadas nos Anexos de forma mais sistemática.

Atualmente, com a separação das atividades do setor elétrico, algumas destas atividades (produção e comercialização) estão submetidas à lógica do mercado enquanto outras continuam reguladas. Refira-se que o mercado não tem a limitação nacional ou regional que a empresa verticalmente integrada detinha.

Os operadores, que atuam nas atividades do setor elétrico concorrenciais, estão submetidos a um enquadramento onde os riscos (combustíveis, mercado de capitais) já não são transferidos diretamente para os clientes e, nomeadamente, a cota de mercado não é cativa. Por estas razões e para assegurar a sobrevivência do operador submetido à concorrência, a minimização dos custos dos seus investimentos é fundamental. Em especial, a minimização dos custos de produção, agora realizada descentralizadamente, é abordada longamente neste Capítulo.

As atividades reguladas (transporte, gestão técnica do sistema e distribuição) têm os seus custos de operação/manutenção e de investimentos pagos através da Regulação. Esta entidade tem a obrigação de só aceitar os custos razoáveis e justos. Estes devem basear numa análise benefício/custo, os quais nas redes devem atender à longa vida dos equipamentos. No Anexo III, ilustra-se a interação entre os investimentos de produção e os investimentos nas redes.

Uma nota final, a determinação dos custos das diferentes atividades, e em particular dos custos marginais, é importante no estabelecimento dos preços/tarifas a pagar pelos clientes. Só a coerência dos preços transmite aos consumidores um sinal adequado ao ato de consumo.

3.2 INVESTIMENTOS E CUSTOS NA PRODUÇÃO

3.2.1 Função de produção da energia elétrica

Um qualquer centro electroprodutor pode ser descrito sumariamente através de uma função de produção de entradas x e y e de saída z, Fig. 3.1. A variável x representa a energia primária que é transformada em eletricidade, enquanto que y traduz a dimensão e as condições de operação do centro electroprodutor. A variável de saída z representa a energia elétrica produzida.

Fig. 3.1: Função de produção da energia elétrica

Na fase de projeto de um centro electroprodutor, são selecionadas as variáveis x e y. A energia primária, associada a x, pode ser: hídrica, carvão, nuclear, gás natural, fuel, eólica, biomassa e resíduos ou fotovoltaica. A variável y, associada à potência da central e condições de operação, pode ser considerada uma grandeza contínua, embora geralmente se reconheça a existência de valores discretos, considerados constantes durante a vida da central. De uma forma geral, a função de produção é dada pela expressão:

$$z = f(x, y) \tag{3.1}$$

Com a central construída, a potência nominal e as condições de operação estão estabelecidas, pelo que a variável de entrada y fica determinada: $y = Y$. Assim, há uma simplificação da função de produção, que nesta situação é dada pela expressão:

$$z = g(x) \quad \text{com} \quad y = Y \tag{3.2}$$

Desprezando as pequenas diferenças de rendimento com a potência e a idade da central, é razoável aceitar que existe uma relação linear entre a energia elétrica produzida e a energia primária de entrada.

3.2.2 Custos de um centro electroprodutor

Como se mostrou no ponto anterior, a função de produção apresenta as variáveis de entrada x e y, às quais correspondem diferentes custos. O custo fixo está associado à variável de entrada $y = Y$ (remuneração e amortização do investimento e operação da central, em €/(MW*ano)=C) enquanto que o custo variável se associa à variável de entrada x (energia primária consumida, em €/MWh=c).

Uma dada tecnologia é suficientemente caracterizada pelas duas grandezas, y e x, às quais estão associadas as grandezas económicas representadas pelos símbolos C e c, custos que a seguir são definidos.

Para uma central de potência nominal P, o custo total durante 1 ano de funcionamento é dado por:

$$C_T = C_F + C_V = P.C + c.W \tag{3.3}$$

onde

C_T é o custo total anual da central, [€[15]]

C_F é o custo fixo anual, é um custo levelizado que corresponde a uma anuidade do investimento, [€]

C é o custo fixo anual por MW, é um custo levelizado ou custo unitário atualizado, [€/MW]

c é o custo variável por unidade de energia produzida, [€/MWh]

$W = P * h$ é a quantidade de energia elétrica produzida anualmente, [MWh].

h é o número de horas de funcionamento por ano à potência P, [h].

Por motivos contabilísticos e fiscais, existem diferentes metodologias para proceder à remuneração e amortização do capital investido. Para efetuar comparações entre tecnologias, é habitual proceder à atualização ou livelização dos encargos com o custo de capital, isto é, estes são pagos através de um pagamento constante durante a vida útil da central que se designa por anuidade.

O custo do capital depende do investimento total I_T, da taxa de retorno anual t, do número de anos de vida da central n e do seu valor residual que se admite desprezável. Naturalmente, a taxa de de retorno depende das condições de financiamento da empresa. Nestas condições, a anuidade referente ao investimento I_T exprime-se por:

$$A_T = \frac{t\,(1+t)^n}{(1+t)^n - 1} I_T = \alpha\, I_T \tag{3.4}$$

A expressão anterior estabelece a anuidade do investimento total. Para obter o encargo fixo anual, ao encargo de capital há que acrescentar os custos de operação e manutenção, para os quais se considera que são proporcionais ao investimento, βI_T. Deste modo, o custo fixo anual da central exprime-se por:

$$C_F = P.C = (\alpha + \beta)\, I_T \tag{3.5}$$

[15] Pode ser qualquer unidade monetária, por exemplo, € ou $.

Para certas situações é conveniente conhecer o custo médio, $\bar{C}_{médio}$, isto é, o custo por unidade de energia elétrica produzida em dado período, hora, dia, mês, ano ou vida da central, e o custo marginal, $c_{marginal}$, isto é, o custo da última unidade produzida num dado período, geralmente curto. Estes custos unitários são dados por:

$$\bar{C}_{médio} = \frac{C_T}{W} = \frac{P.C}{W} + c = \frac{C}{h} + c \tag{3.6}$$

$$c_{marginal} = \frac{\partial C_T}{\partial W} = c \tag{3.7}$$

A comparação dos custos unitários anteriores com o preço (p), obtido na venda da eletricidade, permite estabelecer as seguintes proposições:

1. Para assegurar a sustentabilidade económica da central no curto-prazo, o custo marginal deve ser recuperado através da venda da eletricidade. Esta condição impõe:

$$p \geq c_{marginal} \tag{3.8}$$

2. Para assegurar a sustentabilidade económica da central no longo-prazo, o custo médio deve ser recuperado através da venda da eletricidade. Esta condição impõe:

$$p \geq \bar{C}_{médio} \tag{3.9}$$

Tendo em conta as proposições anteriores, o preço de venda da eletricidade produzida por uma central não pode ser, continuamente, igual ao seu custo marginal dessa central, mas pode ser igual ao custo marginal do sistema electroprodutor, ou seja ao custo marginal da central marginal, se o sistema estiver equilibrado, como veremos adiante.

3.2.3 Custos de produção do sistema electroprodutor

3.2.3.1 Custos no sistema equilibrado

O consumo global de um dado sistema elétrico varia ao longo do dia e ao longo do ano, como se mostrou no Capítulo 2. A informação relativa ao consumo anual ou à produção anual pode ser agregada na curva monótona, esta ilustra a potência necessária para satisfação do consumo em função do número de horas.

De modo a minimizar o custo total do sistema electroprodutor, este apresenta centrais com diferentes tecnologias que diferem entre si nos custos fixos e nos custos variáveis. Para selecionar as

tecnologias para a satisfação do consumo do sistema elétrico, caracterizado pela respetiva curva monótona, determina-se o custo anual referente à potência $P = 1MW$; deste modo, a expressão (3.3) estabelece para a tecnologia de índice i o custo total em função do número de horas de funcionamento:

$$C_{Ti} = C_i + c_i.h_i \tag{3.10}$$

Assim, num plano C_T, h, a cada tecnologia *i* corresponde uma reta de ordenada C_i e de gradiente c_i, como se mostra na Fig. 3.2.

Com as tecnologias $1, 2, ..., i, i+1, ...$ presentes no sistema elétrico e caracterizadas por:

1) Custos variáveis $c_1 \leq c_2 \leq ... \leq c_i \leq c_{i+1} \leq ...$

2) Custos fixos anualizados ou livelizados $C_1 \geq C_2 \geq ... \geq C_i \geq C_{i+1} \geq ...$ obtém-se a situação mais eficiente se a ordem de mérito estabelecer a seguinte utilização:

$$h_{i+1} \leq \frac{C_i - C_{i+1}}{c_{i+1} - c_i} \tag{3.11}$$

Isto significa que o centro produtor com a tecnologia 1 deve estar presente durante as 8760 horas do ano, enquanto que a tecnologia $i+1$ deve funcionar, ao longo do ano, com o número de horas dado por h_{i+1}. A Fig. 3.2 ilustra o cálculo das utilizações de diferentes tecnologias.

No que se segue vamos considerar o seguinte exemplo numérico[16] que consiste em considerar três tecnologias: base (1), intermédia (2) e de ponta (3) a alimentar um dado sistema elétrico caracterizado pela respetiva curva monótona. Os dados da procura são explicitados na expressão (3.12) que traduz a carga e a Tabela 3.1 apresenta os dados da oferta.

A curva monótona é definida pela seguinte expressão:

$$D = 22000 - 1.37h \tag{3.12}$$

D é a carga do sistema e h é o número de horas para a carga atingir o nível D, isto é, a potência D.

---

[16] O exemplo numérico foi retirado do artigo "*Capacity Payments in Imperfect Electricity Market: Need and Design*", Utilities Policy, 2008, P. Juskow. Como refere este autor, a metodologia de planeamento usada no artigo, e que se retoma no presente texto, remonta aos trabalhos de Boiteux (EdF) nos anos 50. É portanto uma metodologia clássica de planeamento do sistema electroprodutor.

P. Joskow, defensor da desregulação do setor elétrico, refere ainda que:" os mercado que funcionam bem deverão reproduzir os resultados idealizados pelo planeamento central"

Nos Anexos I, II e III, a metodologia de planeamento é formalizada com recurso à programação matemática.

A tabela seguinte apresenta os dados mais significativos da oferta.

Tabela 3.1

Tecnologia de produção	Custo fixo $/MW/Ano	Custo variável $/MWh
Base (1)	**240000**	**20**
Intermédia (2)	**160000**	**35**
Ponta (3)	**80000**	**80**

As condições anteriores, do consumo e da produção, estabelecem univocamente a repartição eficiente da carga pelas tecnologias, como se mostra através da Fig. 3.2.

Como a Fig. 3.2 ilustra, a tecnologia de base, com a potência instalada de $P_{Base} = 14694\, MW$, será suficiente para isoladamente alimentar a carga durante (8760-5333) horas. A situação, onde a tecnologia intermédia é a marginal, dura (5333-1778) horas; esta tecnologia apresenta a potência instalada de $P_{Intermédia} = 4871\, MW$. Todas as tecnologias de produção estão em operação durante a ponta a qual tem a duração de 1778 horas; a tecnologia marginal na ponta tem a potência instalada de $P_{Ponta} = 2435\, MW$. Nestas circunstâncias, pode afirmar-se que o sistema está equilibrado, isto é, que tem a potência total necessária e suficiente, e que esta potência se encontra distribuída por cada tecnologia de forma a minimizar o custo total do sistema.

Com as condições de operação estabelecidas, é possível calcular os custos totais de cada tecnologia e do sistema na sua globalidade, os quais são apresentados na Tabela 3.2.

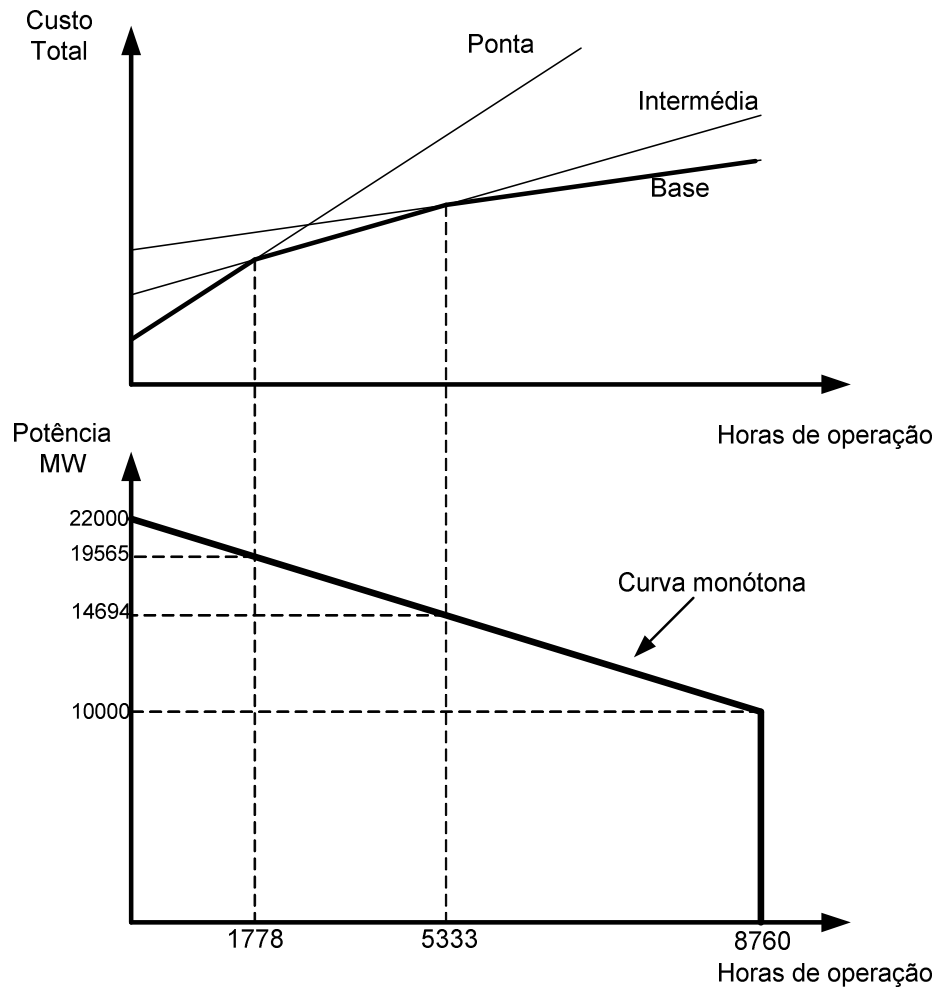



Fig. 3.2: Utilização das tecnologias na produção

Tabela 3.2

Tecnologia de operação	**Custo total** $\$10^9$
Base	5,940
Intermédia	1,385
Ponta	0,368
TOTAL	**7,693**

A situação descrita corresponde a uma situação otimizada. Na verdade, no sistema equilibrado as tecnologias são despachadas de acordo com a ordem crescente dos custos marginais e as utilizações são obtidas de modo a conseguir o mínimo custo total. É uma situação eficiente.

Os custos totais da Tabela 3.2 devem ser recuperados pelas tecnologias de modo a assegurar as respetivas viabilidades económicas. Eles constituem a referência otimizada com a qual se devem comparar (benchmarking) os resultados obtidos na realidade através da regulação do sistema electroprodutor ou através do mercado com decisões descentralizadas, voltaremos mais tarde a esta questão.

Nada impede que se generalize esta análise considerando mais do que três tecnologias. A cada uma corresponde uma reta, mas aquelas que não participam na envolvente inferior, que define o polígono de custo mínimo, não são economicamente interessantes, devendo ser excluídas do planeamento de novos centros produtores. As retas representativas de tecnologias pré-existentes que não se encontrem nesta envolvente inferior devem ser deslocadas verticalmente de modo a que integrem esta envolvente. A variação de C_i correspondente a esta deslocação reflete uma menor valia que deve ser traduzida no balanço da empresa.

Os valores de C e de c vão evoluindo no tempo, não sendo fácil manter um sistema produtor permanentemente equilibrado. No entanto, com o apoio de modelos de programação adequados, a sucessiva escolha da tecnologia e da potência de cada nova central vai verificando a obediência da condição (3.11), ou seja, que para cada nova tecnologia selecionada é possível uma utilização anual suficientemente elevada para que a diferença de custos fixos relativamente a qualquer outra tecnologia de menores custos fixos seja coberta pelas economias de exploração que esta substituição proporciona. Condição que deve ser satisfeita no contexto da exploração eficiente de todas as centrais existentes, o que significa respeitar as prioridades ditadas pela respetiva ordem de mérito.

Para comparar entre si diferentes sistemas elétricos ou determinar a evolução dinâmica, ao longo do tempo, de um dado sistema elétrico é usual utilizar os indicadores que a seguir se apresentam.

Designa-se por fator de carga de um diagrama de carga, α, a relação entre a potência média e a potência de ponta.

$$\alpha = \frac{P_{média}}{P_{ponta}} \qquad (3.13)$$

Do ponto de vista económico, há interesse em ter um fator de carga elevado. O valor mais elevado de α é 1 que corresponde ao diagrama retangular.

O fator de carga pode referir-se a um período qualquer, normalmente, um dia ou um ano; neste último caso, o fator de carga é a relação entre a potência média no ano e a ponta anual.

$$\alpha(anual) = \frac{P_{média\ anual}}{P_{ponta}} = \frac{W_{anual}}{W_{ponta}} \tag{3.14}$$

Onde W_{anual} é a energia produzida (ou consumida) num ano e W_{ponta} é a energia associada ao diagrama retangular com a potência igual à de ponta.

Chama-se utilização da ponta, h_u, ao número de horas que o sistema deveria funcionar durante o ano com potência constante e igual à da ponta para produzir a quantidade de energia efetivamente produzida ao longo do ano.

$$h_u = \frac{W_{anual}}{P_{ponta}} = 8760\ \alpha \tag{3.15}$$

Os dois conceitos, utilização da ponta e fator de carga, são proporcionais; h_u é expresso em horas enquanto que α é um número adimensional.

Os conceitos anteriores podem ser generalizados. Assim, designa-se por fator de utilização de uma central ou de uma tecnologia, α_i, a relação entre a potência média anual da central ou da tecnologia, $P_{média\ i}$, e a respetiva potência de ponta, $P_{ponta\ i}$.

$$\alpha_i = \frac{P_{média\ i}}{P_{ponta\ i}} = \frac{W_i}{W_{ponta\ i}} \tag{3.16}$$

Designa-se por utilização da potência instalada, $h_{u\ i}$, o número de horas que uma central ou uma tecnologia deveria funcionar permanentemente com a potência de ponta para gerar a quantidade de energia efetivamente produzida.

$$h_{u\ i} = \frac{W_i}{P_{ponta\ i}} = 8760\ \alpha_i \tag{3.17}$$

3.2.3.2 Considerações sobre os custos médios e marginais

Vale a pena tecer algumas considerações relativas aos custos envolvidos na análise efetuada no ponto anterior:

i) Na seleção do portefólio de produção da Fig. 3.2, o conceito determinante é o do custo médio de produção. Dividindo a expressão (3.10) por h_i obtém-se a expressão do valor do custo médio da tecnologia de índice i, em função da sua utilização h_i :

$$\bar{C}_{medio\,i} = \frac{C_i}{h_i} + c_i \tag{3.18}$$

Assim, num plano $\overline{C}_{medio}, h$, a cada tecnologia i corresponde uma função hipérbole. A envolvente inferior das hipérboles, correspondentes às diferentes tecnologias, estabelece o lugar geométrico da situação de mínimo custo total. E, os pontos de cruzamento das diferentes hipérboles estabelecem as utilizações das diferentes tecnologias, dadas pela expressão (3.11). A utilização da expressão (3.10) no plano C_T, h é equivalente, mas muito mais operacional e precisa numa análise gráfica, como a que vem sendo apresentada.

ii) A utilização do conceito de custo marginal de produção é importante, como veremos mais à frente, pois sugere como se pode atribuir a responsabilidade dos custos de produção aos consumos dos clientes. Permite ainda a elaboração da ordem de mérito que estabelece como se processa a entrada (saída) em funcionamento das centrais em função da potência crescente (decrescente) requerida pelo consumo.

Relativamente a duas tecnologias sucessivas, i e i+1, as economias de exploração proporcionadas num sistema electroprodutor pela tecnologia i relativamente à tecnologia i+1, é dada pela expressão $h_{i+1}(c_{i+1} - c_i)$ que, num sistema equilibrado, a expressão (3.11) mostra que é igual à diferença entre os custos fixos destas tecnologias $C_i - C_{i+1}$, igual à diferença entre as ordenadas das retas correspondentes, na parte superior da figura 3.2. A estas economias de exploração relativamente à tecnologia i+1, vêm-se acumular as relativas à tecnologia i+2,de valor igual a $h_{i+2}(c_{i+2} - c_{i+1})$, por sua vez igual a $C_{i+1} - C_{i+2}$, e assim sucessivamente como mostra a expressão seguinte

$$C_i = C_n + \sum_{k=i}^{n-1} h_{k+1}(c_{k+1} - c_k) \tag{3.19}$$

Para se assegurar, através dos custos marginais, a cobertura da totalidade dos custos fixos C_i da tecnologia i, é necessário que os custos fixos C_n da tecnologia n sejam nulos, o que pode traduzir a existência de centrais antigas, totalmente amortizadas e praticamente sem encargos de manutenção, ou pela existência de regulamentação impondo o pagamento duma indemnização c_n por cada unidade de energia não fornecida ($c_n >> c_{n-1}$). Caso em que a reta representativa da última tecnologia passa pela origem dos eixos e tem como gradiente o valor desta indemnização. Neste contexto, a condição (3.11) necessária à consideração dum sistema equilibrado, imporia $h_n = C_{n-1}/(c_n - c_{n-1}) \cong C_{n-1}/c_n$, ou seja, que a duração anual de não fornecimento de energia, em horas, fosse igual ao resultado da divisão do custo fixo da central de ponta pelo valor da

indemnização paga por cada MWh de energia não fornecida. Duração que pode ser suficientemente pequena se o valor da indemnização for adequadamente elevado, da ordem de grandeza dos prejuízos originados nos consumidores.

Na ausência de um centro de planeamento que se esforce por manter o sistema equilibrado, podemos contar com o mercado, desde que concorrencial ou bem regulado, para conseguir este objetivo. Através da fixação do valor unitário da indemnização por não fornecimento se garantirá a existência de potência total suficiente para a satisfação da procura, caso contrário os encargos correspondentes com as indemnizações aos clientes ultrapassarão os encargos com o reforço tempestivo da potência real. Reforço que optará pelas tecnologias disponíveis de maior custo fixo na medida em que as economias de exploração esperadas compensarem esses maiores custos fixos. Com efeito, se se verificar excesso de uma tecnologia de maiores custos fixos, estes não serão recuperados na totalidade; mas se o excesso se der nas tecnologias de menores custos fixos, a concorrência através da oferta de energia a preços mais baixos, impedirá que mesmo os menores custos fixos destas tecnologias sejam recuperados.

3.2.3.3 Custos das centrais hidroelétricas

O raciocínio anterior sobre os custos também é válido para as centrais hidroelétricas, mas o facto de a quantidade de água disponível, nos momentos em que é preciso decidir a quantidade de energia que se vai produzir no próximo futuro, não estar à discrição, como sucede com o combustível das centrais térmicas, obriga a atribuir um valor de substituição à água, variável de semana para semana ou mesmo de dia para dia, e complica a sua demonstração.

No entanto, recorrendo ao cálculo[17] deste valor de substituição da água, pode igualmente afirmar-se que, num sistema bem dimensionado e tal como sucede com as centrais térmicas, a soma atualizada das receitas de venda de energia cobre os encargos, fixos e variáveis das centrais hidroelétricas.

Da soma atualizada, podem distinguir-se duas parcelas[18]:

1) Uma, correspondente ao valor atual das afluências de água no aproveitamento, é análoga ao pagamento de um fluxo de combustível com a duração da central, concretizado nos investimentos especificamente realizados para aproveitamento das afluências, nomeadamente barragem e descarregadores de cheias. O seu valor unitário pode servir de orientação para a valorização da água destinada a outros fins, diferentes da produção de energia.

[17] É de referir que em Portugal, a elaboração de programas de otimização do parque produtor hidro-témico se faz desde há longa data e com reconhecimento internacional, por exemplo, o programa Valorágua é recomendado internacionalmente pela Agência Internacional de Energia (AIE).

[18] Esta decomposição é particularmente importante em aproveitamentos hidroelétricos de fins múltiplos, nos quais as responsabilidades dos diferentes interesses devem ser corretamente assumidas. Refira-se ainda que alguns aproveitamentos inicialmente construídos para a produção de eletricidade, são hoje, também, utilizados no abastecimento público de água.

2) A outra parcela corresponde ao valor do equipamento de produção de energia, dominantemente constituído pela central, turbo-grupos e respetivas condutas forçadas, devendo ser suficientes para cobrir os custos correspondentes.

3.2.3.4 Sistema produtor não dominantemente térmico

A metodologia de dimensionamento descrita é difícil de aplicar a sistemas não dominantemente térmicos, mas continua interessante e muito sugestiva para avaliar a consistência do dimensionamento da parte térmica dum sistema electroprodutor, desde que trabalhemos com a curva monótona da potência térmica, obtida por extrapolações estatísticas do passado ou por resultados de programas de cálculo. Análise que tem particular interesse para avaliar a potência térmica de base, nuclear ou carvão, com cabimento num sistema electroprodutor e numa determinada data.

Com efeito, se aos valores horários da procura total se subtrair a parte satisfeita por energias renováveis, de oferta condicionada pelas condições climáticas, como a eólica, a solar e fotovoltaica e, embora com alguma capacidade de regulação, a hidroelétrica, e se reordenar por ordem decrescente, obtemos o diagrama monótono com a carga anual a satisfazer por centrais térmicas. Diagrama que também pode ser estilizadamente representado por uma linha reta mas, como as centrais hidroelétricas são normalmente dimensionadas para maior contributo na satisfação da ponta do que na base do diagrama, colocação que só acontece excecionalmente nas alturas de grandes afluências, o declive desta monótona da potência térmica é normalmente menos acentuado do que o da monótona das potências dos consumos, Fig. 3.3.

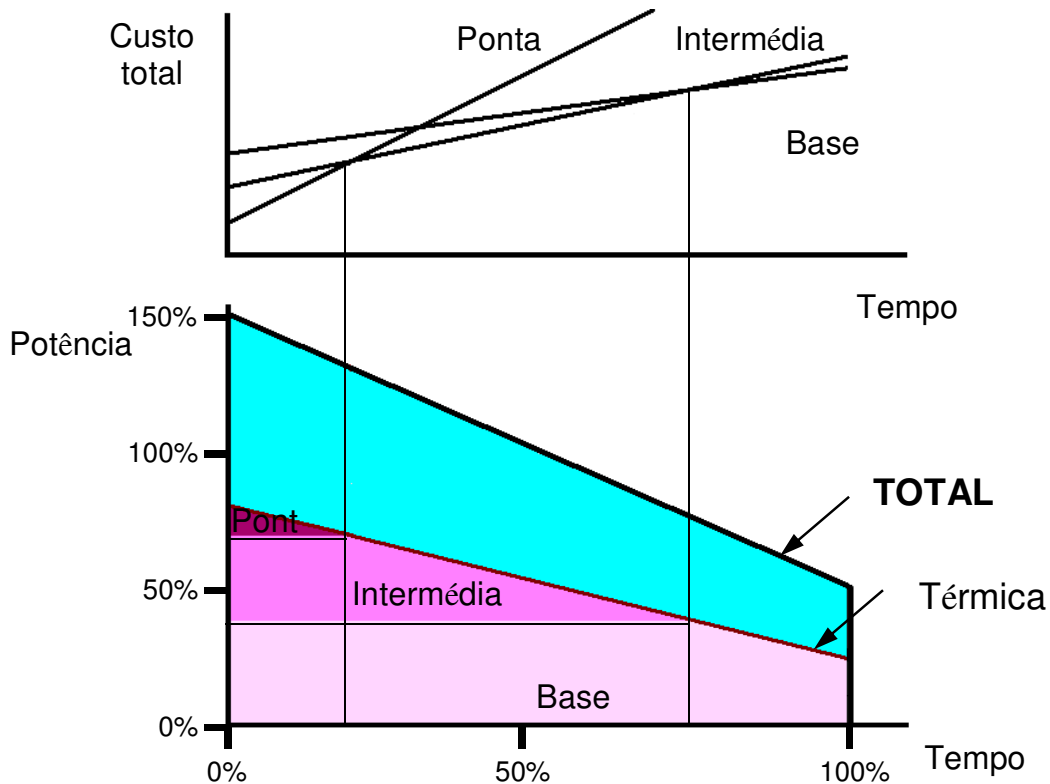



Fig. 3.3: Utilização das tecnologias na produção térmicas num sistema não predominantemente térmico

3.2.3.5 Efeitos de um choque nos preços dos combustíveis

A situação descrita no ponto 3.2.3.1 corresponde à situação otimizada. Na verdade, o sistema electroprodutor equilibrado é caracterizado por apresentar valores de potência das tecnologias (base, intermédia e ponta) que dependem dos respetivos custos fixos e variáveis, de modo a obter o mínimo custo total de produção.

Vai agora admitir-se que, mantendo-se o consumo e as potências instaladas das três tecnologias consideradas, se verifica uma alteração significativa nos preços dos combustíveis, exceto no da base, que permanece constante, Tabela 3.3

Tabela 3.3

Tecnologia de produção	Custo fixo $/MW/Ano	Custo variável $/MWh
Base	**240000**	**20**
Intermédia	**160000**	**70**
Ponta	**80000**	**160**

Com as hipóteses formuladas, as utilizações das tecnologias são as definidas na Fig. 3.2 e, naturalmente, a expressão 3.11 deixa de se verificar, o que estabelece uma situação não eficiente; nestas condições o sistema não é equilibrado.

Nesta situação não equilibrada, é possível calcular os custos totais de cada tecnologia e do sistema na sua globalidade, que são ilustrados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4

Tecnologia de produção	Custo total $\$10^9$
Base	**5,940**
Intermédia	**1,992**
Ponta	**0,541**
TOTAL	**8,473**

A análise das Tabelas 3.4 e 3.2 permite obter resultados interessantes:

1) A duplicação dos preços dos combustíveis, exceto do da base que se mantém constante, incrementa o custo total em 10%.

2) A subida dos preços dos combustíveis mantendo o de base constante traduz a situação vivida nos últimos anos em que os preços do gás natural e fuelóleo subiram extraordinariamente enquanto que os preços das tecnologias de base (hídrica, nuclear e carvão) se mantiveram constantes.

No caso teórico de adaptação instantânea das tecnologias, a duplicação do preço dos combustíveis, exceto o da base que se mantém constante incrementa a utilização da tecnologia de base. Pois, como mostra a Fig. 3.2, a reta do custo total da tecnologia de base não se altera, enquanto que as restantes retas de custo total (das tecnologias intermédia e ponta) aumentam os respetivos declives.

Este facto altera as utilizações das diferentes tecnologias de modo a obter um sistema equilibrado que verifica a expressão (3.11). Com esta adaptação teórica, o custo total deste sistema equilibrado seria \$7,79 10^9 isto é, 1,3% mais elevado do que o apresentado no ponto 3.2.3.1!

Mais tarde, no ponto 5.5.2.3, verificar-se-á que num sistema não equilibrado, como o que foi descrito, pode aumentar-se significativamente o preço da eletricidade se o preço for obtido através de uma bolsa de energia.

3.2.4 Complementaridade e coexistência de várias tecnologias

Para minimizar o custo total, no exemplo apresentado de sistema electroprodutor do ponto 3.2.3.1 coexistem várias tecnologias que diferem entre si nos valores dos custos fixos e varáveis que as caracterizam. A coexistência deve-se à complementaridade das tecnologias utilizadas.

Custos fixos elevados (reduzidos) estão associados a reduzidos (elevados) custos variáveis. Deste modo, há uma complementaridade na utilização das tecnologias e quase todos os sistemas electroprodutores se caracterizam por apresentarem um conjunto de centros de produção com diferentes tecnologias.

A entrada (retirada) em funcionamento dos diferentes centros electroprodutores, despacho dos meios de produção, faz-se por ordem crescente (decrescente) dos custos marginais. Desta forma estabelece-se a ordem de mérito de entrada em funcionamento das centrais que constituem o sistema electroprodutor. A Fig. 3.4 ilustra a evolução do custo marginal do sistema electroprodutor em função da potência solicitada. Salienta-se o facto da função da evolução do preço ser crescente é devido à coexistência de várias tecnologias.

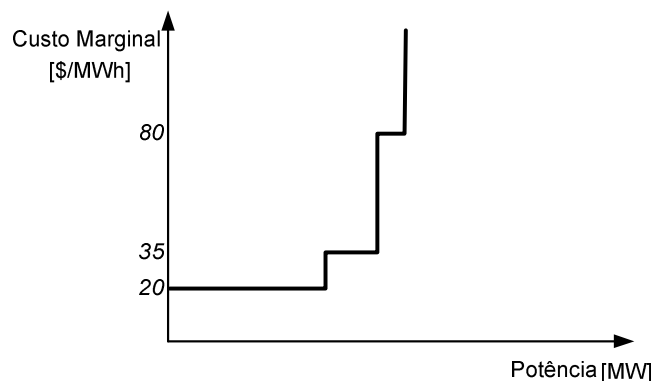



Fig. 3.4: Representação do custo marginal *versus* potência do sistema electroprodutor

A representação gráfica anterior constitui a envolvente inferior do preço de venda de eletricidade, de acordo com a expressão (3.8). Como se verá mais tarde, esta representação constitui um termo de

comparação (benchmarking) quando forem analisados os preços requeridos pelos produtores atuando em ambiente de mercado.

3.2.5 Notas sobre o dimensionamento económico dos sistemas electroprodutores

3.2.5.1 Abandono parcial do contexto determinista

Deixe-se a análise anterior, em contexto determinista, e passe-se a um contexto aleatório quanto às potências a satisfazer, P_s, e disponível, P_d, que se supõem conhecidas em valor médio e em desvio tipo, mas conserve-se mais algum tempo a hipótese determinista quanto a tecnologias e preços, supostos constantes.

Mantenha-se o anterior modelo linear, muito simplificado mas muito didático[19], à procura da combinação de centrais térmicas que minimiza os custos totais de produção de eletricidade, incluindo os custos resultantes da não satisfação da procura. Nesta aproximação, os custos totais, C_t, de cada tecnologia i, por unidade de potência e em cada ano, são representados no plano (C_t, t) por uma reta $C_t = C + c \times t$, onde C são os custos fixos anuais por unidade de potência[20], c os custos variáveis por unidade de energia[21] e t o tempo de utilização da potência dessa tecnologia nesse ano.

Neste contexto aleatório, sobretudo em horas de ponta e mesmo com um valor médio de P_d superior ao valor médio de P_s, pode existir uma probabilidade não nula de P_d ser inferior a P_s, implicando a ocorrência de energia não fornecida, ENF. O cálculo do valor médio e da distribuição estatística de

---

[19] Existem programas de cálculo muito elaborados que permitem determinar diretamente os acréscimos de potência de cada tecnologia que proporcionam o menor custo total de produção, considerando períodos de planeamento plurianuais, repartidos por conjuntos de meses ou semanas, representados por diagramas diários, e atendendo ao facto de a potência a instalar nas centrais não variar de forma contínua.

Programas que aceitam e tratam limitações temporárias nas quantidades de energia ou de potência fornecidas por certos tipos de centrais, como sucede nas hídricas ou eólicas. Programas que atendem à preexistência de tecnologias que entretanto se revelaram menos vantajosas e cuja potência já não interessa ampliar, embora continuem a oferecer uma contribuição economicamente interessante para a satisfação da procura enquanto os seus custos variáveis se mantiverem inferiores aos custos totais das novas tecnologias penetrando no mercado.

Embora apoiando-se em conclusões proporcionadas por programas deste tipo, o texto que apresentamos a seguir procura dispensar o seu conhecimento.

No Anexo I apresentamos um modelo analítico utilizado em muitos destes programas

[20] Para além das amortizações e juros necessários para recuperar os custos de investimento, dominantes, os custos fixos anuais por unidade de potência são constituídos por custos de exploração não dependentes da energia produzida como encargos com o pessoal e administrativos.

Numa análise económica, a regra de amortização não deve ser escolhida por razões meramente fiscais, como sucede frequentemente na contabilidade das empresas, mas sim de forma a proporcionar um custo médio por unidade de energia pouco variável de ano para ano, salvo se houver razões para antecipar os efeitos de reduções de eficiência da central, por envelhecimento ou por entrada no mercado de variantes mais eficientes. Em modelos deste tipo, é habitual considerar anuidades constantes de amortizações e juros.

[21] Nas centrais térmicas, os custos variáveis por unidade de energia são dominantemente constituídos por encargos de combustível mas também incluem outros encargos de exploração considerados proporcionais à energia produzida e não contidos nos custos fixos. Entre estes, destacamos os custos dos direitos de emissão de gases de efeito estufa.

ENF, bem como o cálculo dos tempos de utilização de cada tecnologia, exigem o recurso a modelos de convolução ou, em alternativa, à consideração dum número elevado de cenários representativos da procura e da oferta de energia e correspondentes probabilidade de ocorrência. Este método, embora multiplicando os cálculos necessários, permite manter o tipo de análise determinista em cada cenário, característica que justifica a sua adoção na exposição que se segue.

A quantidade esperada de ENF decresce com P_d ; mas aumentar a potência instalada para reduzir a ENF a zero só tem sentido económico enquanto tal aumento não implicar acréscimos de custos superiores à redução dos prejuízos para os consumidores, resultantes do não fornecimento de energia.

3.2.5.2 Sistema bem dimensionado

Em situação normal de fornecimento de energia, isto é, enquanto toda a procura pode ser satisfeita, o custo marginal de produção é igual ao custo variável c da central marginal nesse momento; numa situação de incompleta satisfação da procura, com ocorrência de ENF, o custo marginal de produção é igual à soma $c + C/h$, onde c é o custo variável da tecnologia de maiores custos variáveis, então na potência máxima, como aliás sucede com qualquer tecnologia nessa ocasião, C é o custo fixo desta tecnologia de maiores custos variáveis, e h é a duração das situações de incompleta satisfação da procura[22].

Neste contexto não determinista, o sistema está bem dimensionado em potência, se o valor da soma $c + C/h$ for igual ao custo social da ENF por unidade de energia, Cs , ou seja, se a esperança matemática do valor da duração h das situações de não fornecimento for igual a $C/(Cs - c)$. Sendo Cs muito maior do que c , usa-se muitas vezes a aproximação C/Cs .

Enquanto a tecnologia momentaneamente marginal no sistema puder aumentar ou reduzir a potência, o custo marginal da energia iguala o custo variável c_i dessa tecnologia. E sempre que, devido a acréscimo da procura ou a redução da oferta de potência, seja necessário recorrer a outra tecnologia de maiores custos variáveis c_{i+1}, o custo marginal da energia passa a ser igual ao custo variável desta nova tecnologia, superior ao custo variável da tecnologia anterior.

[22] Em Portugal, a realização de sucessivos reforços de potência reversível em aproveitamentos hidroelétricos, em exploração ou em construção, tem vindo a adiar sistematicamente a construção de centrais com turbinas a gás de ciclo simples. Razão porque este tipo de centrais não tem estado em expansão, mas existem alguns grupos geradores deste tipo em exploração, e a incorporação de centrais com turbinas a gás de ciclo simples tem-se mostrado interessante em configurações de novos centros produtores muito próximas da configuração ótima, pelo que tem pleno cabimento a sua adoção como referência do melhor equipamento para reduzir a probabilidade de ocorrência de ENF.

Relativamente a esta questão ver nota de rodapé nº 51.

A venda de energia elétrica pelo custo variável de produção durante o período em que a nova tecnologia está a fornecer energia ao sistema, proporciona à tecnologia anterior uma renda por unidade de potência, igual a $h_{i+1}.(c_{i+1} - c_i)$, onde h_{i+1} é o tempo de utilização da nova tecnologia. Tempo que decresce com a potência disponível nas centrais da tecnologia anterior, i bem como da soma das potências disponíveis com custos variáveis inferiores aos desta nova tecnologia.

Assim, um acréscimo da potência instalada duma tecnologia de elevados custos fixos só deve ser programado enquanto a esperança matemática do acréscimo daquela renda se mantém superior ou igual à diferença $C_i - C_{i+1}$ de custos fixos entre tecnologias. Condição em que podemos dizer que a potência da tecnologia i se encontra bem dimensionada.

Esta análise deve ser efetuada para cada tecnologia economicamente interessante, desde as de maiores custos fixos até às de fornecimento de energia de ponta, verificando se aos acréscimos de potência instalada programados correspondem rendas suficientes para cobrir a diferença entre custos fixos da tecnologia em consideração e a tecnologia imediatamente seguinte de menores custos fixos.

Diz-se que um sistema está qualitativamente bem dimensionado ou equilibrado quanto ao tipo de centrais se, desde o momento em que qualquer central é solicitada para satisfazer os consumos até às horas de ponta, cada central vai sucessivamente recuperando através dos respetivos acréscimos de renda, a diferença entre os seus maiores custos fixos e os custos fixos das centrais de ponta.

Note-se que a parcela de custos fixos de cada central correspondente aos custos fixos das centrais de último recurso apenas é recuperada nos momentos em que o equipamento disponível não é suficiente para satisfazer toda a procura, o que significa que nessa altura o custo marginal da energia inclui o valor unitário do custo fixo da tecnologia de ponta.

Este custo marginal, que inclui o custo de reforço do equipamento, é muitas vezes designado por custo marginal de longo prazo, por oposição aos custos marginais que ocorrem enquanto existem equipamentos disponíveis, iguais aos respetivos custos variáveis do equipamento então marginal, e designados custos marginais de curto prazo.

Como estas noções, de curto e longo prazo, têm reduzido interesse na análise de satisfação duma procura variável no tempo com a cooperação ativa de tecnologias diversificadas, prefere-se dispensar a sua utilização, o que aliás simplifica a exposição.

Nestes termos, pode dizer-se que, num sistema quantitativa e qualitativamente bem dimensionado, se o preço de venda da energia fornecida por qualquer central for igual ao custo marginal de produção nesse momento – ou seja igual ao custo variável da central marginal nesse momento, ou, se ocorrer ENF, igual aos custos de não fornecimento – obtém-se a receita necessária e suficiente para cobrir a totalidade dos custos de cada central, fixos e variáveis.

Com vista a simplificar ainda mais a exposição e a construção dos modelos de análise, é útil considerar uma central virtual de custos fixos nulos e de custos variáveis iguais aos custos sociais do não fornecimento de energia e cuja produção (fictícia) equivale a energia não produzida. É então possível dizer simplesmente que num sistema quantitativa e qualitativamente bem dimensionado, se o preço de venda da energia fornecida por qualquer central for igual ao custo marginal de produção nesse momento, obtém-se a receita necessária e suficiente para cobrir a totalidade dos custos de cada central, fixos e variáveis. Esta frase também se aplica às centrais de último recurso e à central cuja produção virtual representa a energia não fornecida.

3.2.5.3 Consideração da incerteza nas tecnologias e nos preços

Como se viu, dia a dia e hora a hora, sempre que se tenha de recorrer a uma dada central para satisfazer a procura e enquanto esta central não se encontra no máximo da potência, o custo marginal da energia do sistema produtor é igual ao custo variável desta central, dita central marginal do sistema. E cada central de menores custos variáveis, então na potência máxima, beneficia de uma renda igual à diferença entre este custo marginal da energia e o custo variável desta central.

Para qualquer central, esta renda é nula enquanto a restrição relativa ao valor máximo da potência não está ativa, e o integral, no tempo, desta renda, ou seja da diferença entre o custo marginal de produção no sistema e o respetivo custo variável, desde que não negativa, corresponde à soma das sucessivas rendas que cada central obtém sempre que se recorre a uma central de maiores custos variáveis ou que ocorre ENF. Esta soma costuma designar-se por renda total, por oposição às parcelas de renda proporcionadas pelas diferenças de custos variáveis entre sucessivas centrais de maiores custos variáveis, rendas que apenas dependem dos custos variáveis das tecnologias então presentes, e dos custos ou penalidades por não fornecimento de energia, dispensando o conhecimento dos custos fixos atribuídos a cada tecnologia.

Aliás, os progressos tecnológicos que vão sendo incorporados nos equipamentos de produção, não só podem alterar os custos variáveis por melhoria de eficiência, como podem introduzir no mercado novos equipamentos economicamente mais interessantes. Por outro lado, como a vida das centrais é plurianual e os custos variáveis de cada tecnologia vão evoluindo no tempo, refletindo alterações verificadas dos preços dos combustíveis e de outros fatores de produção, para períodos de tempo longos, o cálculo das rendas pode e deve atender a estas evoluções e incluir uma taxa de atualização[23].

---

[23] A consideração destas hipóteses não só obriga a multiplicar os cenários de planeamento e, como nem sempre podemos associar uma probabilidade de ocorrência a alguns cenários, também obriga a recorrer a critérios de decisão em futuro incerto não probabilizável, cujo tratamento consideramos sem cabimento neste capítulo, ver 7.3 Tratamento da incerteza.

Alguns modelos de cálculo proporcionam diretamente o valor destas rendas totais como valor da variável dual associada à restrição de potência máxima de cada central.

Neste contexto, a atribuição a cada tecnologia de custos fixos anuais é muito difícil e subjetiva, pelo que a comparação das rendas anuais de cada central com os respetivos custos fixos deixa de ser útil como critério de avaliação do bom dimensionamento do sistema. Assim, neste contexto de incerteza quanto a tecnologias e preços, em vez de sucessivos períodos anuais, têm de se considerar longos períodos de planeamento, de vários anos, e como critério do bom dimensionamento do equipamento passa a dizer-se que a cada acréscimo de potência de cada tecnologia, correspondendo geralmente a um grupo gerador, deve corresponder uma renda total igual aos custos fixos originados por esse acréscimo. Custos fixos agora entendidos como dominantemente constituídos pelo valor dos investimentos necessários para a sua construção creditado pelo valor residual do equipamento no fim do período analisado[24].

E o valor dos custos fixos anuais a atribuir a estas novas centrais, bem como às preexistentes, deve deixar de ser determinado através de regras de amortização aplicadas a custos de construção, históricos, e passar a ser determinado pelo valor das rendas anuais que proporcionam[25].

De facto, tal como, dia a dia, a prioridade de entrada de uma central depende das centrais com menores custos variáveis então existentes (condicionamento que os modelos de planeamento não podem ignorar) também a recuperação dos custos de investimento resulta do valor das rendas que cada central proporciona dia a dia, valor dependente da existência e da necessidade de se recorrer a outras centrais de maiores custos variáveis.

Com a liberalização do mercado, este aspeto deixou de estar centralizado num centro de planeamento, mas deve continuar sujeito à atenção da Regulação, evitando-se nomeadamente um défice ou mesmo um simples atraso de construção de novos grupos geradores com baixos custos variáveis, com o consequente efeito de originar rendas superiores às necessárias para a recuperação dos custos fixos das centrais preexistentes. Um excesso de oferta de novos centros produtores de

---

[24] Se o período de estudo for suficientemente longo, o valor residual dos acréscimos de potência considerados no início do período será muito reduzido, tendo pouca influência no bom dimensionamento do sistema produtor nos primeiros anos do estudo, prazo de validade das decisões propostas.

Com efeito, as decisões de planeamento raramente são totalmente irreversíveis. A sua revisão ou atualização periódica, através da alteração das datas de entrada de novos grupos geradores, vai proporcionando ocasião de reajustar a evolução das potências das tecnologias que se mantêm competitivas, atenuando e compensando anteriores erros de previsão.

[25] A diferença entre os tradicionais custos fixos, baseados em regras de amortização dos custos históricos de construção, e os novos custos fixos, baseados nas rendas de exploração, positiva ou negativa, reflete o risco próprio das decisões de investimento. Quando negativa, esta diferença deveria ser levada a uma conta de provisões, o que raramente acontece porque a conta de imobilizações não amortizadas está normalmente subavaliada por razões fiscais. Quando positiva, situação mais frequente, esta diferença dá origem a uma reavaliação do imobilizado e é transferida para uma reserva de reavaliação. Para maior transparência e adesão à realidade, seria preferível que as regras de amortização utilizadas (linear, decrescente, fundo perdido, etc.) fossem escolhidas de modo o reduzir o desfasamento entre as amortizações contabilísticas e as rendas obtidas. Procedimento frequentemente adotado na contabilização da amortização de navios, aeronaves e mesmo de frotas terrestres.

baixos custos variáveis seria travado pela Regulação se evitasse a prática duma remuneração dos investimentos folgadamente prefixada ou baseada em amortizações estabelecidas em custos históricos sobreavaliados e independentes das rendas proporcionadas pela exploração eficiente do sistema electroprodutor, ver 5.2.6 Regulação do Custo do Serviço ou da Taxa de Retorno.

A taxa de remuneração desejada para os capitais e usada nos estudos de planeamento deve refletir o risco assumido com a decisão de construir centrais de elevados investimentos ou de longa vida. Temendo os efeitos das distorções introduzidas por taxas de remunerações demasiado elevadas, privilegiando o curto prazo e prejudicando as tecnologias com elevados custos fixos por unidade de potência e longa vida, associamo-nos a muitos autores que aconselham que nas decisões de planeamento a taxa de atualização seja a mínima necessária para assegurar a recolha dos capitais necessários à expansão do sistema produtor e que o risco seja traduzido pela adoção de relações benefício/custo ligeiramente superiores à unidade, o que implica que, na seleção dos novos grupos geradores, se exija rendas totais atualizadas ligeiramente superiores aos custos atualizados resultantes da sua construção. Regra coerente com a posterior adoção de preços que, embora refletindo os custos marginais, são escalados de forma a assegurar o equilíbrio económico-financeiro a médio e longo prazo de empresas eficientes, isto é, cobrindo diferenças de preços resultantes de descontinuidades e de riscos próprios da atividade, mas excluindo ineficiências de gestão.

3.2.6 A questão do risco nos custos de produção

3.2.6.1 Os riscos associados à produção e quem os assume

No caso da produção ser regulada, o risco do produtor é minimizado, pois é praticamente reduzido à operação técnica do centro electroprodutor. Este tem de se apresentar disponível ao Operador do Sistema para receber o custo fixo e receberá ainda o custo variável se produzir.

Os riscos resultantes da incerteza dos preços dos combustíveis e da emissão de carbono, do sobredimensionamento do sistema electroprodutor e da introdução de energias não submetidas ao despacho económico, não afetam os produtores regulados; os riscos referidos são transferidos para os consumidores.

Se a produção não for regulada, isto é, se for submetida ao mercado, então os produtores assumem riscos quer o risco técnico de operação quer ainda os que no sistema regulado eram assumidos pelos consumidores. Naturalmente, o incremento do risco e o consequente aumento do prémio de risco degrada a economia do sistema.

Atualmente, a incerteza nos setores elétricos da Europa atinge um nível sem precedentes, o seu impacto sobre os investimentos não pode ser deixado ao mercado no pressuposto de que este tudo resolve. Existe incerteza na evolução dos preços dos combustíveis. Mas as alterações climáticas e os compromissos associados e assumidos pelos países constituem um novo fator de risco, devido não

apenas à natureza do problema, mas também devido à incerteza relativa às políticas a implementar para mitigação do desenvolvimento e efeito das alterações climáticas[26].

A problemática do risco no setor da produção de energia elétrica é um tema não suficientemente analisado. Quanto a nós, esta questão é determinante no debate regulação *versus* mercado, como se verá a seguir.

3.2.6.2 Inclusão do prémio de risco no custo de capital

A questão do risco nos custos de produção é, um dos aspetos mais determinantes na determinação do preço da eletricidade. Este facto deve-se a que o peso da produção é o mais significativo no custo da energia elétrica e ainda ao caráter capital intensivo que caracteriza os investimentos da produção, nomeadamente, os centros electroprodutores de base.

A questão do financiamento das centrais de base, nomeadamente, de centrais nucleares[27] ou mesmo de centrais a carvão coloca todas as questões de risco: regulatórias e políticas, custos dos combustíveis, custos de construção, performances de operação e organização do setor. A organização do setor determina como o risco é repercutido sobre os diferentes intervenientes: consumidores, produtores, comercializadores ou vendedores do equipamento.

A Tabela 3.5 apresenta o preço unitário da energia elétrica obtida a partir de diferentes centrais de base para duas situações de enquadramento legislativo: a central opera em mercado e a central está submetida à regulação tradicional. Tendo em conta que se assume que os custos variáveis são comuns nos dois enquadramentos, as diferenças entre os preços são devidas aos valores dos encargos fixos que dependem da repartição do risco associado ao enquadramento sob o qual é efetuado o investimento.

[26] “Energy only, capacity market and secutity of supply. A stochastic equilibrium analysis”, A. Ehrenmann and Y. Smeers, 2008, Core Discussion Paper 2008/ 7.

[27] “Financing Arrangements and Industrial Organisation for New Nuclear Build in Electrical Markets”, D. Finon and F. Roques, 2008, Cambridge Worgking Paper in Economics 8.

Tabela 3.5

Custo Real Levelizado de Tecnologias de Base [$2002 cents/kWh]		
	Operação em Mercado[28]	Regulação Tradicional[29]
Nuclear		
Caso de Base ($2000/kW)	6,7	5,2
Redução de Custo ($1500/kW)	5,5	4,4
Financiamento igual a carvão ou gás	4,2	3,6
Carvão	4,2	3,5
GAS CCGT		
Preço do gás baixo ($3,77/Mcf)	3,8	3,6
Preço do gás interméd. ($4,42/Mcf)	4,1	4,0
Preço do gás elevado (6,72/Mcf)	5,6	5,7

A informação contida na tabela anterior permite extrair as seguintes conclusões:

1) No caso das centrais com a tecnologia Gás – CCGT, de menores custos fixos, ambos os enquadramentos, operação em mercado e regulação tradicional, estabelecem, praticamente, o mesmo custo de produção da eletricidade.

2) É nas tecnologias caracterizadas por elevados custos fixos que a questão do enquadramento legislativo é importante. O financiamento de um grande centro electroprodutor, a carvão ou nuclear, assume riscos muito diferentes se ele se destina a operar em mercado ou se ele for submetido à regulação tradicional, como se referiu anteriormente.

Como já se viu, o incremento do prémio de risco no custo do capital afeta sobretudo as tecnologias de base, pelo facto de estas apresentarem elevados custos fixos.

Para ilustrar os efeitos do aumento do risco no negócio da produção que advém, por exemplo, da passagem do enquadramento regulatório tradicional à situação em que a produção opera em mercado, vai considerar-se a seguinte situação: o sistema a considerar é o apresentado no ponto 3.2.3.1, exceto no que se refere ao valor do custo fixo da tecnologia de base, sendo este aumentado de 20%, obtendo o valor de $C_1 = 288000\$/MW$.

[28] Power Nuclear MIT (2003). No caso de operação em mercado, os donos do centro produtor são responsáveis por todos os custos de construção e de operação e ainda pelo risco de mercado.

[29] Estes cálculos foram apresentados por P. Joskow no artigo "The Future of Nuclear Power in the United States: Economic amd Regulatory Challenges", American Enterprise Institute Workshop on Nuclear Power, 2006. No modelo de regulação tradicional, os consumidores assumem os custos e os benefícios de todos os custos desde que estes sejam efetuados de forma "prudente".

Tendo em conta o novo pressuposto, vamos determinar o sistema equilibrado correspondente, isto é, as potências das tecnologias presentes e as respetivas utilizações de modo a obter o sistema com o mínimo custo total.

Face à situação descrita no ponto 3.2.3.1, a utilização das tecnologias é alterada. Agora, a tecnologia de base apresenta uma potência instalada de $P_{Base} = 10310\,MW$ e será suficiente para, isoladamente, alimentar a carga durante (8760-8533) horas. A situação onde a tecnologia intermédia é a marginal, dura (8533-1778) horas; esta tecnologia apresenta uma potência instalada de $P_{Intermédia} = 9255\,MW$. Todas as tecnologias de produção estão em operação durante a ponta a qual tem a duração de 1778 horas; a tecnologia marginal na ponta tem uma potência instalada de $P_{Ponta} = 2435\,MW$. Nestas circunstâncias, pode afirmar-se que o sistema está, também, equilibrado. No entanto, é de salientar que o incremento do custo fixo da tecnologia de base reduz a utilização desta tecnologia e se se aumenta ainda mais este custo fixo, a respetiva tecnologia deixa de ser utilizada!

Com as novas condições de operação, é possível calcular os custos totais de cada tecnologia e do sistema na sua globalidade, os quais são ilustrados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6

Tecnologia de produção	**Total** [\$ 10^9]
Base	4,775
Intermédia	3,151
Ponta	0,368
TOTAL	**8,294**

Estes são os custos que devem ser recuperados pelas tecnologias de modo a assegurar as respetivas viabilidades económicas.

A situação descrita neste ponto corresponde, também, a uma situação otimizada. Na verdade, o sistema está equilibrado, pois as tecnologias são despachadas de acordo com a ordem crescente dos custos marginais e as utilizações são obtidas de modo a conseguir o mínimo custo total. É uma situação eficiente no quadro dos valores pré definidos.

A comparação dos resultados das tabelas 3.2 e 3.6 é ilustrada na tabela seguinte.

Tabela 3.7

Tecnologia de produção	Tabela 3.6/Tabela 3.2
Base	0,80
Intermédia	2,28
Ponta	1,00
TOTAL	**1,08**

A Tabela 3.7 mostra que o incremento de 20% no valor do custo fixo da tecnologia de base reduz o seu custo total; tal redução deve-se à diminuição da potência instalada com esta tecnologia. A substituição da tecnologia de base pela intermédia, faz incrementar significativamente a sua potência instalada e, naturalmente o custo total da tecnologia intermédia aumenta de uma forma significativa. Como os custos fixos e variáveis das tecnologias intermédia e de ponta se mantêm, a utilização e o custo total da última tecnologia não são alterados.

Devido ao efeito de substituição referido anteriormente, o incremento de 20% no valor do custo fixo da tecnologia de base não conduz a um aumento da mesma ordem de grandeza no custo total do sistema. Assim, o sistema analisado face ao descrito no ponto 3.2.3.1 apresenta um custo total superior em 8%. Esta qualidade de atenuar os efeitos das alterações de preços dos fatores de produção no preço do produto final é característica dos sistemas de produção, como se verá de seguida relativamente aos custos variáveis.

3.2.6.3 A volatilidade dos custos variáveis

Os custos variáveis de produção da energia elétrica são, fundamentalmente, os custos dos combustíveis utilizados nas centrais termoelétricas.

A Fig. 3.5[30] ilustra as evoluções temporais dos preços dos combustíveis: carvão (pc), petróleo (po) e gás natural (png) e da eletricidade (pe) que se verificaram nos Estados Unidos da América no período de 1960 a 2007.

[30] Figura retirada do artigo “Electricity Prices and Fuel Costs: Long – Run Relations and Short – Run Dynamics”, H. Mohammadi, Energy Economics, 2009.

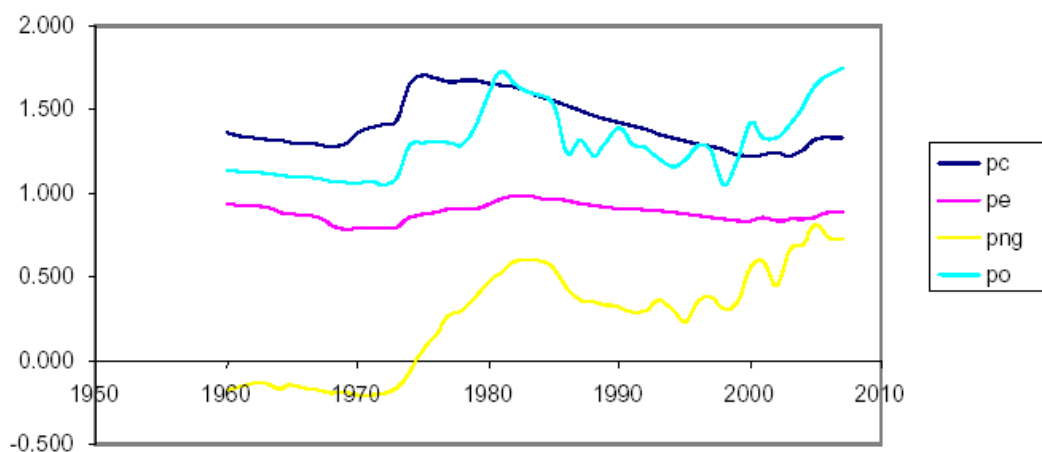



Fig. 3.5: Logaritmos naturais dos preços reais: carvão, eletricidade, gás natural e petróleo.

Verifica-se um comportamento de longo prazo similar quer para o preço do carvão quer para o da eletricidade. As evoluções destas duas formas de energia são decrescentes, excetuando a subida verificada na década de 70 que foi mais acentuada para o caso do carvão.

Os preços do petróleo e do gás natural apresentam comportamentos similares, mas mais erráticos; para além dos incrementos verificados nos choques petrolíferos, constata-se uma subida acentuada a partir do ano 2000.

Sem dúvida que os preços dos combustíveis condicionam o da eletricidade, mas deve ter-se em conta o peso dos diferentes combustíveis na produção da eletricidade. Nos EUA, o carvão foi e continua a ser o combustível mais utilizado; 50% da eletricidade é produzida com base no carvão. O gás natural tem, nos últimos anos, praticamente satisfeito os incrementos na produção de energia elétrica; em 2007 o gás natural representa 20% da eletricidade produzida. Atualmente, o petróleo representa apenas 1% na produção de eletricidade[31].

Tendo em conta a contribuição dos diferentes combustíveis para a produção de energia elétrica, é natural que esta apresente um comportamento estável, mesmo mais estável do que o do carvão, pois, na produção de energia elétrica, há que acrescentar ao custo variável o custo fixo, o que amortece a variabilidade do custo médio da eletricidade.

É interessante referir a situação descrita no ponto 3.2.3.5 designada por "Efeitos de um choque nos preços dos combustíveis" a qual mostra que a duplicação dos preços dos combustíveis, excetuando o

[31] O preço do petróleo é, indiretamente, importante no estabelecimento no preço da eletricidade: há contratos de aquisição do gás natural com preço indexado ao preço do petróleo e, na Península Ibérica, a tecnologia que usa o gás natural é, hoje, marginal durante uma parte significativa do diagrama diário.

de base que se mantém constante, incrementa o custo médio de produção da energia elétrica em 10%. Mais tarde, em 5.5.2.3 mostrar-se-á que o preço spot de venda da eletricidade em ambiente de mercado pode subir muito mais do que os 10%!

O período de 1960 até 2007, que a Fig. 3.5 descreve, é longo e durante o qual verificaram-se ganhos tecnológicos na produção térmica da eletricidade.

3.3 INVESTIMENTOS E CUSTOS NA REDE DE TRANSPORTE

3.3.1 A função integradora da rede de transporte

3.3.1.1 Introdução

A função das redes elétricas é assegurar a circulação da energia desde os centros electroprodutores até aos consumidores finais. Naturalmente, esta tarefa está sujeita a determinados requisitos, nomeadamente, os exigidos pela qualidade de serviço quer pelos consumidores quer pelo próprio funcionamento do sistema elétrico.

A classificação das redes elétricas é, normalmente, baseado nos níveis de tensão que as caracterizam. A rede de muito alta tensão (MAT)[32], que em Portugal é caracterizada por apresentar uma tensão superior a 110 kV, é designada a rede de transporte. Esta abrange o espaço nacional continental o que estabelece a função integradora da rede de transporte. Ela assegura o trânsito de elevados volumes de energia desde os grandes centros de produção até ás subestações de interface com as redes de distribuição.

As linhas que estabelecem a interligação com outros sistemas elétricos, no caso português com Espanha, são, normalmente, de muito alta tensão e constituem a designada rede de interligação. Esta, além de favorecer a estabilidade dos sistemas interligados, permite transações de energia que têm sido incrementadas com a criação na Europa do Mercado Interno da Eletricidade.

3.3.1.2 Planeamento da rede de transporte

A rede de transporte de energia é um dos setores do sistema elétrico que é considerado um monopólio natural, e naturalmente está sujeita à regulação económica. Como já se referiu, este monopólio natural tem a função de integração no sistema elétrico que advém do seu desenvolvimento ter de ter em conta a nível global quer a evolução da produção quer a do consumo. Estas evoluções são, atualmente, determinadas pela iniciativa privada, isto é, não submetidas a um planeamento centralizado.

[32] Em Portugal, a rede de Muito Alta Tensão (MAT) é constituída pelo equipamento de 400 kV, 220 kV e 150 kV.

O planeamento da rede de transporte estabelece uma visão global da evolução do sistema elétrico que deve ser periodicamente atualizado. Este facto é reconhecido na maior parte dos países europeus os quais estabelecem a obrigatoriedade da elaboração e publicação do plano de desenvolvimento da rede de transporte.

De uma forma geral, pode afirmar-se que na Europa os planos de desenvolvimento visam os seguintes objetivos:

1. Ligação à rede de novos centros produtores.
2. Reforço da alimentação à rede de distribuição ou a grandes consumidores.
3. Reforço da capacidade de interligação.
4. Otimização da operação do sistema elétrico.
5. Consideração dos objetivos de política energética estabelecidos pelo Governo.

Na elaboração dos estudos técnicos do planeamento da rede de transporte há, como seria de esperar, a utilização de metodologias similares, mas cada país tem as suas especificidades próprias que resultam da previsão da evolução do consumo, da localização do país e dos objetivos de política energética assumidos pelo respetivo Governo.

O plano de desenvolvimento da rede de transporte determina investimentos a realizar no futuro o que naturalmente tem implicações na regulação económica da empresa que gere a rede de transporte.

3.3.2 A estrutura de custos e períodos tarifários

Por razões de segurança, a rede de transporte é explorada emalhada, de modo que a falha de um qualquer seu elemento constituinte não deve conduzir a situação de não abastecimento aos consumidores, critério N-1. As entradas e saída da rede de transporte são geralmente concentradas nos nós, coincidentes com subestações de transformação de tensão.

As potências de cada linha e dos respetivos equipamentos e os elevados custos de cada projeto obrigam a recorrer a complexos modelos de cálculo para assegurar o bom funcionamento e garantir a segurança das instalações e das pessoas, bem como a qualidade do serviço prestado que é bastante rigorosa como se depreende do critério N-1 e mesmo N-2 para situações mais exigentes.

As variáveis duais associadas aos modelos referidos não têm sido objeto de aproveitamento económico, pelo que, sobretudo em relação aos preços das potências, as tarifas de uso de rede são baseadas em custos médios. Com efeito, devido à maior importância relativa dos projetos, introduzindo frequentemente descontinuidades, os custos incrementais de médio prazo dependem muito dos projetos em curso e variam de ano para ano.

A propósito do plano de desenvolvimento da rede de transporte, foram apresentados os seus principais objetivos, os quais se traduzem em investimentos. Destes, os mais significativos estão associados à previsão da evolução do consumo: reforço da alimentação à rede de distribuição ou a grandes consumidores e ligação à rede de novos centros produtores. Conhecendo estes valores anualmente e o respetivo incremento da potencia de ponta, temos o valor incremental do custo da potência da rede de transporte.

O diagrama de carga da rede de transporte é, do ponto de vista do consumo, o resultado da agregação global de todos os consumidores e das perdas nas redes. Assim, a ponta do diagrama de cargas é estatisticamente estabilizada, embora dependa, nomeadamente, da atividade económica e das condições climatéricas.

A semelhança do que se passa nas redes de distribuição, como se verá mais detalhadamente no ponto 3.4, a cobertura dos encargos associados ao transporte de energia, incluindo perdas realmente verificadas e perdas evitadas pela adoção de condutores de maior secção, pode ser assegurada por coeficientes de perdas marginais ou por termos de energia.

Graças à configuração emalhada das redes de transporte e ao facto das entregas serem normalmente feitas em subestações com transformação de tensão, o desdobramento do custo da potência, por potência contratada e potência tomada, tem menos importância do que nas redes de distribuição, sobretudo enquanto as entregas se limitarem ao distribuidor ou a grandes clientes industriais, cujas maiores potências ocorrem nas horas de ponta da rede de transporte.

Os grandes consumidores e os centros electroprodutores são responsáveis pelo investimento dos seus elementos de rede de uso exclusivo. Após a entrada em funcionamento, os elementos de rede de uso exclusivo ficam sob a responsabilidade da entidade concessionária da RNT; o que significa que só a operação e manutenção destes ativos passam à tarifa e não a sua remuneração e amortização.

3.3.3 A interligação com outras redes

No início da eletrificação de uma região, desenvolveram-se pequenas redes elétricas limitadas a uma instalação fabril ou uma zona habitacional. Cada rede isolada era alimentada por um ou dois grupos de produção, instalados próximos da zona a alimentar.

Estes pequenos sistemas elétricos eram independentes uns dos outros, o que tinha vantagens, por exemplo, não permitia a propagação de incidentes. Mas o funcionamento em ilha acarretava o grave inconveniente de estar sujeito a numerosas avarias ou de necessitar de uma reserva girante desproporcionada ou de grupos de socorro.

As linhas de interligação de sistemas que permitem a ligação entre sistemas elétricos têm a sua justificação económica, pois reduzem as reservas necessárias ao conjunto interligado e permitem a introdução de unidades de produção com potências mais elevadas que possibilita o aproveitamento de economias de escala. Acresce ainda que o diagrama de carga do conjunto é, normalmente, mais estabilizado que os diagramas de carga de cada um dos participantes na interligação.

Atualmente, na Europa, quando se refere a interligação de redes já não se pensa na conexão de pequenos sistemas elétricos, como aconteceu no início do século XX, mas na ligação ou no reforço da ligação de sistemas elétricos nacionais. A rede europeia resulta da sincronização entre si de todos os sistemas elétricos dos países da Europa continental. Portugal está interligado com Espanha, esta está interligada com França e o hexágono francês interliga-se com os países limítrofes…

A interligação entre Portugal e Espanha, vista do lado português, pode ser considerada como uma interligação forte, o mesmo já não acontece com a interligação entre a França e a Península Ibérica, Esta última é, por vezes, considerada quase como uma “ilha elétrica”, para traduzir o baixo valor da relação entre a capacidade de interligação e a potência instalada na Península. No ponto 5.5.5, Integração de Mercados, voltar-se-á a esta questão.

A Fig. 3.6 apresenta uma representação esquemática da interligação entre Portugal e Espanha em 2010. Estão ainda previstos significativos investimentos de modo a incrementar a capacidade da interligação!

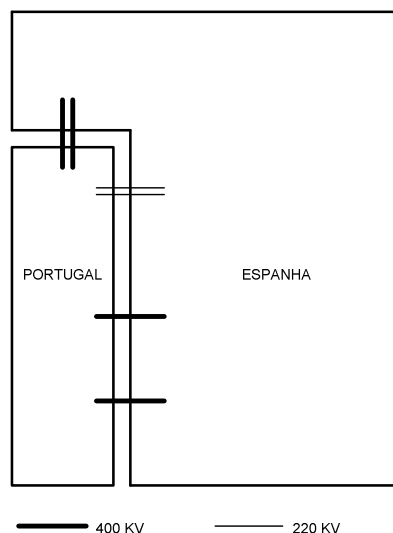



Fig. 3.6 Representação esquemática da interligação entre Portugal e Espanha

A capacidade das linhas depende da temperatura ambiente do local onde estão instaladas. É usual apresentar a capacidade de verão e de inverno de cada linha de transporte. Em 2010, o somatório das capacidades das linhas de interligação entre Portugal e Espanha é apresentado na Tabela 3.8.

Tabela: 3.8

Somatório das Capacidade de verão MVA	Somatório das Capacidade de inverno MVA
6460	**6844**

Na prática, devido às leis físicas de Kirchoff, o somatório das capacidades das linhas de interligação é um número sem grande significado. Na verdade, quando se efetua uma transferência de energia de uma zona para outra, por exemplo, de Portugal para Espanha, a corrente elétrica que circula em cada linha é determinada pelos parâmetros do circuito elétrico global. Este facto estabelece, normalmente, uma distribuição de correntes (ou cargas) pelas diferentes linhas que não é uniforme: haverá uma linha com carga máxima, enquanto que outras estarão sub utilizadas. A comparação dos valores apresentados na Tabela 3.8 com os apresentados na figura seguinte ilustra o fenómeno descrito.

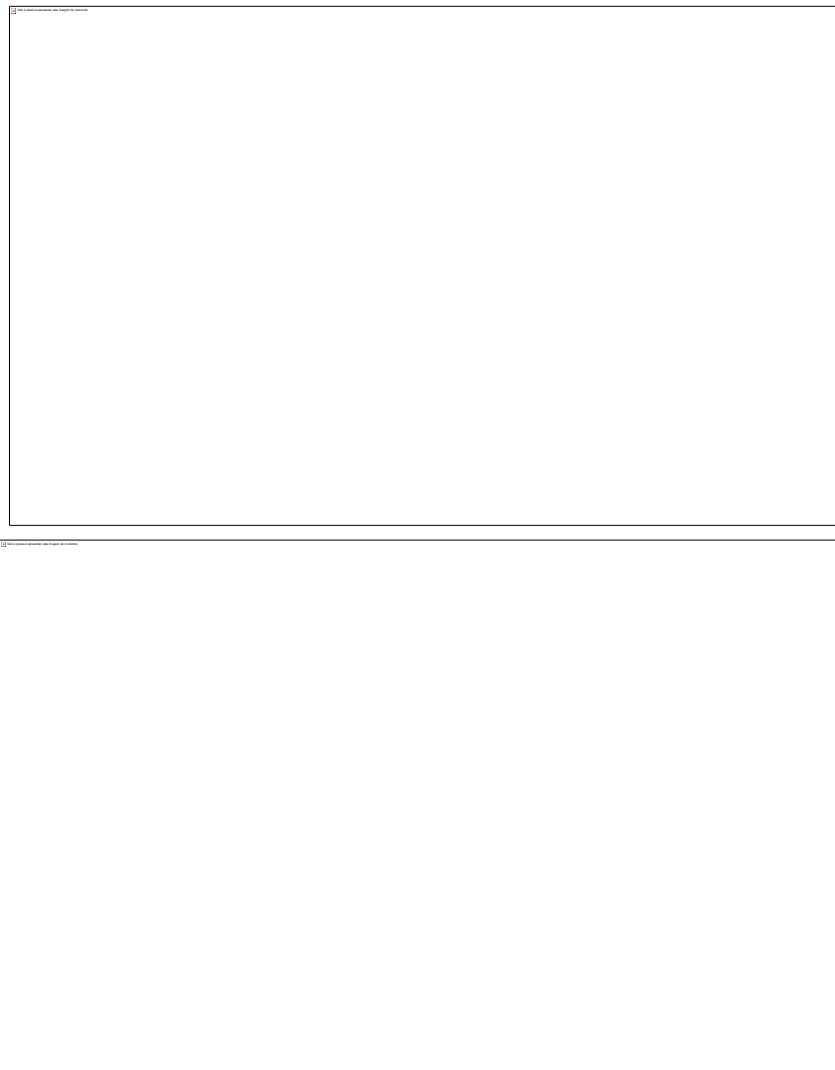



Fig. 3.7: Utilização da interligação entre Portugal e Espanha

As transações de energia elétrica entre países devem ter em conta a segurança da rede. Na verdade, as trocas de energia devem ser enquadradas por limites compreensíveis e simples de modo que sejam apreendidas pelos atores envolvidos.

Respeitando as condições de segurança, os operadores da rede de transporte têm a responsabilidade de assegurar a máxima capacidade de interligação às operações comerciais. A determinação da capacidade máxima disponível (ATC ou Available Transmission Capability) é determinante nas relações entre os operadores de mercado e os atores do mercado.

O conceito ATC é necessário no quadro do mercado de modo a assegurar, em condições de segurança da rede, uma atividade que seja transparente a todos os operadores no mercado. Na verdade, as capacidades de transporte entre redes são limitadas e os operadores das redes interligadas têm a obrigação de determinar antecipadamente os limites do trânsito de potência que os atores atuantes no mercado podem utilizar.

Como se referiu anteriormente, a propósito da interligação entre Portugal e Espanha, o valor da capacidade de transporte da interligação não está ligado ao limite de transporte de uma linha individual ou ao somatório dos limites individuais mas à capacidade de troca máxima entre redes interligadas tendo em conta as condições de segurança das redes em causa.

O cálculo da máxima capacidade de transporte entre redes interligadas deve ser conforme às regras de segurança e exploração comuns da rede interligada estabelecida na Europa continental pela organização dos operadores da rede (ETSO)[33].

Na Europa, a organização ETSO estabeleceu as regras para o cálculo da capacidade de transferência máxima disponível (ATC), as quais baseiam-se sobre dois conceitos.

1. A capacidade máxima de troca (NTC: Net Transfer Capacity) representa o programa de trocas de potência máximo entre duas regiões que é compatível com as normas de segurança aplicáveis nas duas regiões tendo em conta as incertezas técnicas que afetam o funcionamento da rede.

2. O conjunto de direitos de passagem estabelecidos (AAC: Already Alocaed Capacity) que representa a totalidade dos direitos de passagem já alocados

O cálculo de ATC é definido pela ETSO de acordo com a seguinte fórmula:

$$ATC = NTC - AAC$$

[33] ETSO: European Transmission System Operators.

O valor de NTC determina-se a partir dos valores da capacidade de transferência total TTC (Total Transfer Capablity) e da margem de transferência TRM (Transmission Reliability Margin):

$$NTC = TTC - TRM$$

Por definição, a capacidade de transferência total TTC é a potência que pode ser transferida entre duas regiões interligadas respeitando as normas de exploração.

A margem de transferência TRM é a potência necessária para assegurar a estabilidade do sistema. O seu valor tem em conta as incertezas associadas ao cálculo da capacidade de transferência total TTC. As incertezas advêm essencialmente dos seguintes aspetos:

1. Dos desvios dos fluxos físicos em relação à referência programada.
2. Das trocas entre operadores de rede em situações de emergência.
3. Dos problemas de precisão sobre os dados da rede.

Deste modo, o valor de TRM está associado ao funcionamento do sistema em tempo real e é determinado de modo a garantir a segurança da exploração do próprio sistema. Assim, é natural que o valor de TRM varie ao longo do tempo.

A figura seguinte ilustra os conceitos relativos à interligação dos sistemas 1 e 2 definidos pela organização europeia dos operadores de rede ETSO.

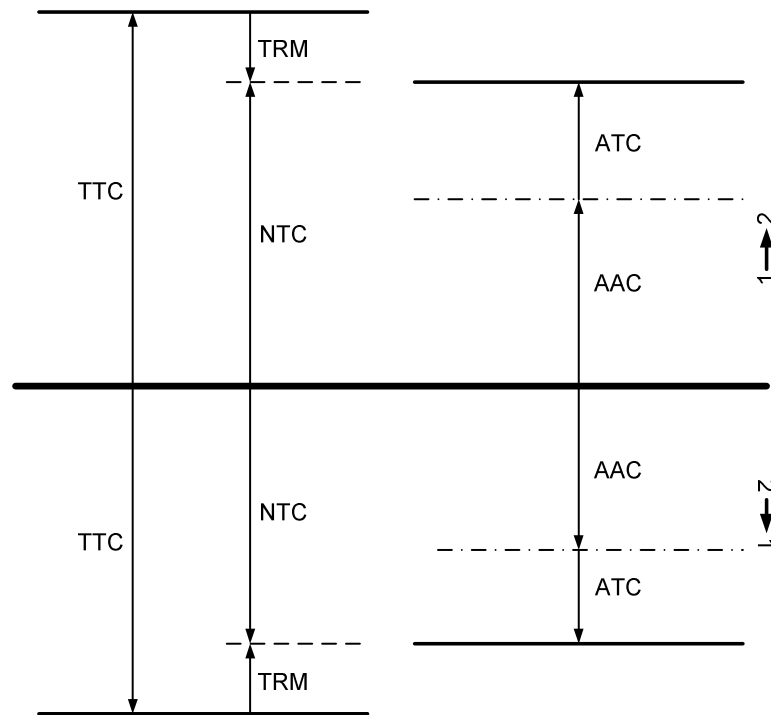



Fig. 3.8: Ilustração dos valores das potências que caracterizam a interligação entre dois sistemas nos dois sentidos: de 1 para 2 e vice-versa.

Deve sublinhar-se novamente que os valores das grandezas TTC e TRM variam em função do horizonte de tempo considerado, um ano ou um dia antes da exploração efetiva da rede. É ainda de referir que a capacidade máxima disponível (ATC ou Avalaible Transmission Capability) é a parte da interligação destinada à atividade comercial.

3.4 INVESTIMENTOS E CUSTOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

3.4.1 A rede de distribuição é o elo de ligação aos pequenos e médios consumidores finais

A rede de distribuição destina-se a conduzir a energia elétrica até aos consumidores, na verdade, a rede de distribuição é o elo de ligação do sistema elétrico aos consumidores finais: domésticos, de serviços ou industriais.

A rede de distribuição em Portugal[34] é alimentada a partir da rede de transporte através de subestações que estabelecem o nível de tensão de 60 kV. A rede com este nível de tensão, Alta

[34] Decomposição da rede de distribuição:
110 kV > Alta Tensão (AT) > 45 kV
45 kV > Média Tensão (MT) > 1 kV

Tensão (AT) é, por vezes, designada de repartição ou de grande distribuição. Em Portugal, a rede de Média Tensão (MT) é caracterizada regionalmente pelos seguintes níveis de tensão: 10, 15, 30 kV; ela é alimentada a partir da rede de repartição através de subestações e fornece energia aos postos de transformação. A rede de Baixa Tensão (BT) é caracterizada na Europa pela tensão de 400/ 230 V (tensão composta/ tensão simples), a rede de BT é alimentada pela rede de Média tensão através de postos de transformação.

A breve descrição da rede de distribuição sugere que o trânsito de energia efetua-se da tensão elevada para a tensão reduzida. Isto verifica-se para a maior parte da energia transitada, no entanto sempre existiu produção ligada à rede de distribuição e atualmente verifica-se um incremento da produção descentralizada, favorecida pelos elevados preços da sua aquisição, o que pode forçar o trânsito de um nível de tensão mais baixo para uma tensão mais elevada. Na rede de BT, a injeção de potência ativa, pela microgeração, em pontos de entrega eletricamente afastados do PT pode provocar, no vazio, tensões elevadas.

Os consumidores finais de energia elétrica, domésticos, de serviços ou industriais, diferem entre si pela potência que a respetiva instalação requer. Pode afirmar-se que quanto maior for a potência do consumidor mais elevado é o nível de tensão ao qual ele está ligado. Nem sempre se verifica esta regra, pois o nível de tensão não é uma grandeza contínua e pode acontecer que uma rede de um dado nível de tensão esteja próximo do consumidor o que favorece a sua ligação a esta rede.

As redes de distribuição constituem um setor do sistema elétrico que, à semelhança da rede de transporte, é considerado um monopólio natural. Assim, está sujeita à regulação económica, pelo que os seus custos de operação e investimentos são submetidos à aprovação da regulação.

3.4.2 Dimensionamento económico das redes de distribuição

Contrariamente ao que sucede relativamente à produção de energia elétrica, na distribuição não existem modelos bem formalizados de otimização do projeto das redes cujas variáveis duais correspondem a custos marginais relacionados com o uso da rede.

O recurso a métodos marginalistas exige hipóteses muito fortes porque as redes não são um domínio contínuo, as secções dos condutores têm de ser escolhidas numa série de valores discretos e esta escolha é feita de forma definitiva, apenas uma vez, no projeto de construção. Aliás, a topologia das redes – localização do ponto de injeção e percursos a utilizar para satisfazer a procura – é de difícil tratamento analítico, sendo geralmente estudada comparando sucessivamente vários projetos alternativos. Felizmente, os graus de liberdade são geralmente poucos, muito condicionados pelos traçados viários, limitando o número de soluções possíveis.

---

1 kV > Baixa Tensão.

Nestes temos, o planeamento escolhe o projeto que satisfaça a procura prevista pelo menor custo total atualizado, em investimentos, em operação e manutenção e em perdas na rede, respeitando as normas de qualidade, nomeadamente, propondo-o para realização.

Segundo uma regra desde há muito tempo conhecida por *lei de Kelvin*, uma linha elétrica está bem dimensionada quando o custo atualizado das perdas por efeito de Joule é igual ao custo da instalação dependendo da secção dos condutores.

Com efeito, o custo total por unidade de comprimento, K_i, de cada linha ou ramo de rede, pode ser representado por:

$$K_i = C_o + C_u.U + C_s.S + C_{om} + \frac{C_p.I^2}{S} \tag{3.20}$$

Onde as três primeiras parcelas correspondem ao custo do cabo instalado e pronto a ser utilizado, e as duas últimas parcelas correspondem respetivamente ao custo atualizado de operação e manutenção e ao custo das perdas por efeito de Joule, atualizado para a data de início da utilização da linha.

Na expressão anterior, os operandos são:

U é a tensão de serviço da linha, em $Volt$

S é a secção do condutor, em mm^2

I é a intensidade de corrente no período de ponta, no primeiro ano de exploração, em $Ampere$

e

C_o, C_u, C_s, C_{om} e C_p são coeficientes.

O coeficiente C_s depende do tipo de cabo, nomeadamente do metal condutor. Considerando redes trifásicas, o coeficiente C_p pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$C_p = PWF.8760.3.\beta.r.C_w \tag{3.21}$$

C_w é o custo da energia de perdas, em $cEuro/kWh$

r é a resistência do condutor de $1\,mm^2$ de secção e $1\,m$ de comprimento

β é o fator de perdas, característico do diagrama de cargas

PWF é o fator de valor presente, dependente da taxa de atualização, da vida económica e da taxa de crescimento do consumo.

A lei de Kelvin obtém-se procurando o valor de S que minimiza o valor de K_i, isto é, que anula a derivada de K_i em ordem a S :

$$C_s = \frac{C_p . I^2}{S^2} \tag{3.22}$$

Ou

$$C_s . S = \frac{C_p . I^2}{S} \tag{3.23}$$

Nesta última expressão, o primeiro membro representa a parcela, dependente da secção do cabo utilizado, do custo por unidade de comprimento do condutor instalado e pronto a ser utilizado. O segundo membro da expressão corresponde ao custo atualizado das perdas por efeito de Joule.

A lei de Kelvin aplica-se a qualquer tipo de linha e tensão, sendo independente do comprimento e do trânsito de energia. Desta lei resulta o método de dimensionamento de redes pela densidade de corrente mais económica, obtida diretamente da última expressão:

$$\frac{I}{S} = \sqrt{\frac{C_s}{C_p}} = \sqrt{\frac{C_s}{PWF.8760.3.\beta.r.C_w}} \tag{3.24}$$

O valor da densidade de corrente mais económica não depende do comprimento nem da intensidade de ponta de cada ramo da rede, e é comum a todos os ramos de uma mesma rede, desde que:

1. utilizem o mesmo condutor, condicionando r e C_s

2. tenham diagramas de cargas semelhantes, caracterizando β

3. estejam previstos para igual período de vida e igual evolução de cargas, nesse período; parâmetros influenciando PWF , para além da taxa de atualização.

É pouco frequente haver necessidade de determinar um valor de densidade de corrente mais económica para cada ramo da rede. Em casos especiais, será conveniente agrupar os ramos, segundo o diagrama das cargas transitadas ou o tipo de condutor escolhido, e determinar o valor da densidade de corrente mais económica para cada grupo de ramos ou subrede. Para subredes em

que estes parâmetros possam ser considerados iguais em todos os ramos, existe um valor típico da densidade de corrente mais económica, que pode proporcionar um dimensionamento economicamente ótimo.

Na ausência de restrições de dimensionamento, nomeadamente quanto a limites térmicos dos condutores, quanto à amplitude da onda de tensão ou ainda quanto à resistência mecânica dos cabos, a secção mais económica a atribuir ao condutor de cada troço duma rede resulta diretamente do valor da intensidade no período no primeiro ano do projeto, I , e corresponde ao valor da secção normalizada mais próxima do valor dado pela expressão:

$$S = I \,.\, \sqrt{\frac{PWF \,.\, 8760 \,.\, 3 \,.\, \beta \,.\, C_w}{C_s}} \qquad (3.25)$$

Havendo restrições a inativar, nomeadamente por sobreaquecimento dos condutores, por insuficiente resistência mecânica ou por desrespeito das normas quanto à amplitude da onda de tensão, as secções dos troços da rede terão de ser aumentadas de forma a respeitar essas restrições. O custo da rede aumenta, mas menos sensivelmente, graças a perdas menores, questão retomada em 3.4.4.

3.4.3 O cálculo de custos marginais do uso de redes

Para que seja incluído no programa de realização de novos investimentos, um projeto deve obedecer a critérios de seleção apropriados, nomeadamente, uma relação benefício/ custo superior à unidade, tendo em conta a vida do projeto.

Devido à longa vida dos investimentos nas redes elétricas e ao facto de, normalmente, os benefícios serem crescentes no tempo, pode acontecer existirem projetos com boa relação benefício/ custo sem que a sua realização seja urgente. Então, a prioridade de realização destes investimentos não é estabelecida segundo valores decrescentes da relação benefício/ custo, mas segundo valores decrescentes da taxa de rentabilidade inicial, isto é, segundo a relação “benefício do primeiro ano de exploração/ investimento inicial”.

Na fase de eletrificação do território em superfície, felizmente ultrapassada em Portugal, os projetos a realizar correspondiam a simples extensão das redes de distribuição a novas zonas, permitindo alimentar novos clientes. Nessa altura, a expressão do benefício podia ser muito simples e apenas expressa em unidades físicas, do tipo população servida ou número de novos clientes que seria possível alimentar pelo projeto em causa. No entanto, ainda que muitas vezes apenas fosse suficiente verificar se as secções mínimas eram suficientes para alimentar os consumos previstos nas condições regulamentares de segurança e de qualidade, não deixava de ser necessário dispor de uma previsão da procura que seria satisfeita por cada projeto.

Na atual fase de eletrificação, dita em profundidade, os projetos correspondem sobretudo a reforços e a remodelações de redes, sendo muitas vezes possível adiar a sua realização aceitando transitoriamente perdas mais elevadas e tolerando temporariamente uma pequena degradação da qualidade de serviço. Então, quer para escolher entre variantes mutuamente exclusivas de um mesmo projeto quer, sobretudo, para deliberar sobre a inclusão do projeto no programa de realização e sobre a prioridade de realização a atribuir-lhe, é necessário saber quantificar e comparar benefícios de natureza diferente, como a economia de perdas, a redução de energia não servida e a redução das potências alimentadas com desrespeito das normas quanto à amplitude da onda da tensão. Cálculos que exigem uma previsão da procura a satisfazer pela rede em causa e modelos adequados à quantificação da energia de perdas, das potências entregues com desrespeito das normas sobre a amplitude da onda de tensão e das energias não fornecidas por incidentes na própria rede.

Para além disso, é ainda necessário saber adicionar os benefícios atribuídos a cada projeto, o que implica a adoção de ponderadores apropriados.

Para cada projeto isolado ou para um conjunto de projetos, é sempre possível calcular a relação "custo total atualizado dos investimentos e da respetiva operação e manutenção/ acréscimo atualizado da procura satisfeita sem desrespeitar as normas de qualidade de serviço". E, se a procura estiver expressa em kW, obteremos um custo incremental nivelado durante a vida do projeto ou do conjunto de projetos, por kW abastecido.

Custo incremental e não marginal porque se trata de uma relação entre dois acréscimos e não a derivação da grandeza custo total em relação à procura total satisfeita. Nivelado porque é igual em toda a vida do investimento, atendendo às variações, pressupostas nos cálculos de dimensionamento, da procura no tempo e até dos encargos de operação e manutenção, refletindo o habitual crescimento no tempo do aproveitamento das instalações e da produtividade na exploração e manutenção.

Devido a considerar toda a vida económica do equipamento, o cálculo deste custo incremental nivelado dispensa qualquer regra de amortização. Vantagem importante em relação ao cálculo alternativo dum custo incremental médio igual à divisão do acréscimo atualizado dos encargos resultantes dos investimentos, incluindo designadamente a operação e manutenção, amortização e remuneração dos capitais, durante alguns anos, pelo acréscimo atualizado da procura no mesmo período.

Uma das razões porque os resultados destes dois métodos de cálculo são geralmente diferentes reside no facto de o valor residual dos novos investimentos no fim do curto período no método do custo incremental médio não ser igual à soma atualizada nessa data das rendas anuais do uso desses novos investimentos nos anos posteriores. Rendas obtidas como a diferença entre a receita proporcionada pelo uso desses investimentos, igual ao produto da energia transitada em cada ano

pelo custo nivelado, e os encargos de exploração e manutenção atribuídos no mesmo ano. Nestas condições, a justificação de qualquer valor residual tem de passar pelo cálculo do custo nivelado, o que não dispensa a explicitação da variação da procura e dos encargos de operação e manutenção durante a vida dos investimentos, e introduz complicações suplementares desnecessárias. Não fazer o cálculo deste valor residual, recorrendo a uma das muitas regras de amortização possíveis, é uma fuga ao problema, e raramente uma solução alternativa.

Outra vantagem do método do custo incremental nivelado em relação ao método do custo incremental médio é associar a cada projeto o acréscimo de procura por ele satisfeito, garantindo a sincronização entre os acréscimos das duas grandezas em causa: investimento e procura. Com efeito, qualquer desfasamento entre estas grandezas pode fazer variar significativamente os resultados deste segundo método, sobretudo se o período analisado for curto. Assim, a uma redução ou aumento do ritmo de realização do programa de novos investimentos, na sequência de avanço ou atraso no crescimento da procura, podem corresponder grandes variações dos custos incrementais médios. E não referimos apenas simples desfasamentos em amplitude. De facto, como as taxas de crescimento da procura não são iguais em todas as redes, e como o valor destas taxas também evolui no tempo, as diferenças nos ritmos de aproveitamento dos investimentos, já realizados ou em realização, também têm grande influência.

Os dois métodos incluem os efeitos dos acréscimos de produtividade contemplados na apreciação dos projetos de novos investimentos, devidos a inovações internas e externas às empresas de distribuição, mas, graças a considerar toda a vida dos projetos, o método do custo incremental nivelado é o mais sensível aos acréscimos de produtividade na operação e manutenção.

A hipótese dos projetos a realizar não alterarem a qualidade de serviço não é realista nem operacional. De facto, parte dos investimentos de reforço ou de remodelação das redes de distribuição são muitas vezes devidas a objetivos de melhoria da qualidade de serviço, cujos benefícios podem e devem ser tidos em consideração na apreciação do interesse e prioridade na realização dos projetos, determinando a seleção do projeto e a data de realização.

Coerentemente, no cálculo dos proveitos a autorizar, alguns destes benefícios, quando proporcionam níveis de qualidade superiores aos regulamentados exigidos, devem ser objeto de tratamento separado, não entrando diretamente na fixação do nível das tarifas mas em parcelas adicionais, controlando e promovendo a qualidade de serviço.

Por outro lado, o conhecimento destes benefícios, associados à economia de perdas e à regularização da qualidade da onda de tensão em amplitude, é muito útil para orientar a afetação dos encargos pelos diferentes termos da tarifa de uso das redes. Com efeito, se uma parte significativa dos investimentos em redes é justificada pela redução das perdas futuras, os encargos

correspondentes não deverão incidir sobre o preço da potência tomada pelos clientes, mas sobre a energia transitada, como se verá no ponto 3.4.5.

3.4.4 As perdas nas redes e custo marginal de fornecimento de energia elétrica

Devido à existência de perdas por efeito de Joule, crescentes com o trânsito de energia nas redes, o custo marginal de fornecimento a um cliente é superior ao custo variável de produção da central que nesse instante se encontra disponível para satisfazer um acréscimo de procura.

As perdas por efeito de Joule variam com o quadrado da intensidade da corrente:

$$p = r\, I^2 \tag{3.26}$$

Onde p representa a potência de perdas, I é a intensidade de corrente e r é a resistência do condutor.

Considerando um acréscimo de corrente, ΔI, este é responsável por um acréscimo na potência de perdas, Δp:

$$p + \Delta p = r\,(I + \Delta I)^2 = r\, I^2 + 2\, r\, I\, \Delta I + r\, \Delta I^2 \tag{3.27}$$

Substituindo p por $r\,I^2$ e desprezando o acréscimo de ordem superior, ΔI^2, obtemos:

$$\Delta p = 2\, r\, I\, \Delta I = 2\, p\, \frac{\Delta I}{I} \tag{3.28}$$

As perdas originadas pela satisfação de um pequeno acréscimo de procura são duplas das perdas médias existentes na rede nesse momento.

Introduzindo a tensão de entrega, U, e um fator de potência, $\cos\varphi$, a potência fornecida é dada por:

$$P = U\, I\, \cos\varphi \tag{3.29}$$

O incremento da potência de perdas pode escrever-se na forma seguinte:

$$\Delta p = 2\, p\, \frac{U\, \Delta I\, \cos\varphi}{U\, I\, \cos\varphi} = 2\, \frac{p}{P}\, \Delta P \tag{3.30}$$

Considerando $\cos\varphi$ constante e integrando no tempo a expressão anterior, obtemos:

$$\Delta w = 2\,\frac{w}{W}\,\Delta W \qquad (3.31)$$

W é a energia fornecida e w a energia de perdas associada. A expressão anterior mostra que o acréscimo de perdas Δw associado à satisfação de um acréscimo da procura ΔW é duplo das perdas médias existentes, w/W .

É usual considerar que os encargos correspondentes a perdas nas redes sejam cobertos através de uma maquia, estabelecendo que a quantidade de energia faturada ao utilizador da rede seja superior à quantidade entregue, de acordo com coeficientes padrão, definidos para cada nível de tensão e período tarifário. É importante precisar se os coeficientes referidos correspondem a valores marginais ou médios, pois entre estes dois valores existe uma relação de dois.

É de referir que quer a energia entregue quer as perdas calculadas de acordo com os coeficientes padrão são faturadas pelo preço da energia entrada na rede em causa.

Notemos que esta forma da faturar as perdas, por coeficientes padrão, não intervém na otimização económica das secções dos condutores. Com efeito, como acima referido a propósito da lei de Kelvin, deve continuar a ser escolhida uma secção normalizada próxima da secção mais económica, salvo se existirem restrições de dimensionamento ativas, nomeadamente por aquecimento dos condutores, por insuficiente resistência mecânica ou por desrespeito das normas quanto à amplitude da onda de tensão, casos em que as secções dos troços em causa terão de ser superiores, tanto quanto for necessário para que as restrições deixem de ser ativas. Na ausência de restrições a inativar, a secção dos condutores não deve ser inferior à secção mais económica, porque as maiores perdas resultantes da redução da secção seriam superiores à economia de encargos de distribuição.

Recorde-se que segundo a lei de Kelvin a secção mais económica é estabelecida por:

$$S = I\,.\sqrt{\frac{PWF\,.8760.3\,.\beta\,.C_w}{C_s}}$$

A secção económica cresce com a intensidade no período de ponta do primeiro ano do projeto, I , e com o preço atribuído à energia de perdas, C_w . Ela decresce com o custo da instalação dependente da secção dos condutores, C_s , sendo independente do coeficiente de perdas padrão.

A secção mais económica não depende apenas da intensidade da corrente no período de ponta, cresce também com β, isto é, com a maior ou menor utilização da ponta, e ainda com PWF , ou seja com a vida económica da instalação.

Assim, numa instalação de curta duração, para um estaleiro por exemplo, o valor atualizado das perdas não tem importância suficiente para justificar a adoção de secções superiores às necessárias para respeitar os limites térmicos dos condutores ou as normas relativas à amplitude da onda de tensão. O mesmo sucede em redes rurais e em muitas instalações de utilização, mesmo não domésticas, onde as utilizações da capacidade de trânsito dos condutores, em horas/ ano, são muito baixas.

Por outro lado, C_s não se limita ao custo do metal, cobre ou alumínio. Inclui também a parte do custo de isolamento que varia com a secção. Em linhas aéreas, abrange a parte do custos dos apoios que pode ser atribuída à necessidade de suportar maior peso dos condutores ou maior ação do vento e, em linhas subterrâneas, o maior custo de deposição de cabos de grande secção. Assim, se apenas se considerar o custo do metal condutor, desprezando os efeitos de outros parâmetros no custo da instalação dependente da secção, é-se conduzido para secções excessivas. No entanto, os modelos de cálculo utilizam funções dando os custos dos condutores colocados, para cada secção normalizada, permitindo atender à variação deste custo total com a secção do condutor, implicitamente.

Como exemplo deste procedimento de cálculo, a Figura 3.9, apresenta os custos totais, com instalação e perdas, correspondentes a um conjunto de cabos usados nas redes de distribuição em função de I intensidade de corrente no período de ponta, no primeiro ano de exploração, e supondo os valores então propostos para uso no planeamento das redes de distribuição de BT para as variáveis já acima apresentadas: C_w, r, β e PWF.

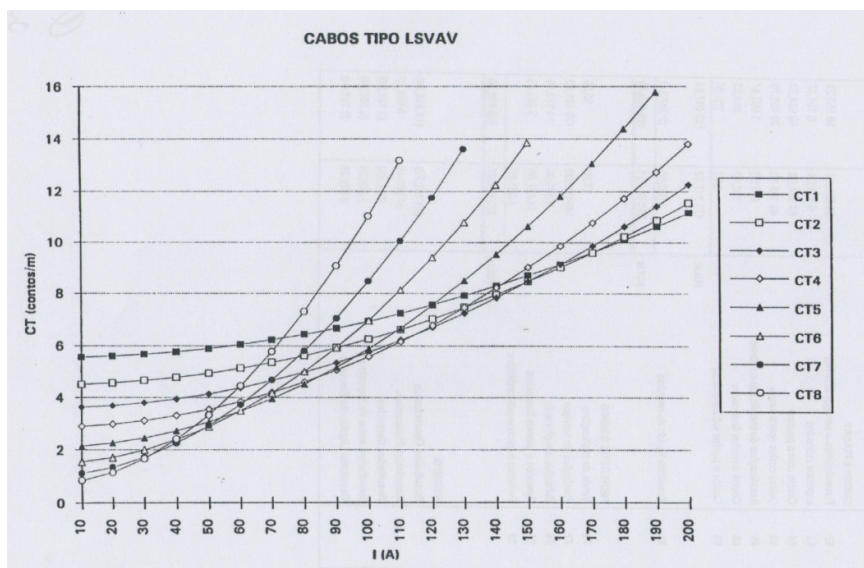



Fig. 3.9 – Custo total de distribuição em função duma intensidade inicial de ponta
(Fonte EDP 1995 DT09_95_DIA-Calculo Eléctrico Redes BT [Anexo III-Optimização Redes BT])

Para mais operacional utilização em modelos de cálculo automático, em vez de figuras deste tipo, são usadas tabelas, a atualizar periodicamente, tendo em conta o preço atribuído à energia de perdas, os valores adotados para as taxas de atualização e de crescimento dos consumos, e o tipo de condutor considerado. Uma vez determinada a intensidade incial de cada troço e escolhido o tipo de cabo a usar, obtêm-se a secção ótima normalizada a instalar se não existirem restrições ativas.

Como raramente existem projetos de redes sem restrições a inativar, relacionadas designadamente com os limites térmicos dos condutores e com a amplitude da onda de tensão, é frequente ter de se adotar condutores com secções superiores às secções mais económicas, com a inerente redução de perdas. Então, pode concluir-se que, na generalidade das redes, mesmo bem dimensionadas, o valor atualizado das perdas por efeito de Joule não é necessariamente igual ao custo da instalação dependente da secção dos condutores, como se depreenderia da lei de Kelvin, apenas aplicável a redes sem restrições a inativar, podendo ser inferior[35].

Os encargos correspondentes aos investimentos nas redes de distribuição justificados por posterior economia de perdas podem ser recolhidos através de termos de energia, embora sem significativa vantagem relativamente à sua recolha através de coeficientes de perdas marginais, como se vai ilustrar.

Mais importante do que conhecer a percentagem exata do custo das instalações justificadas por economia de perdas, é evitar que os encargos correspondentes sejam duplamente considerados, por exemplo, através de um coeficiente de perdas superior às perdas médias sem simultaneamente retirar o excesso do valor das perdas reais assim recolhido dos investimentos totais cujos encargos de capital e de exploração e manutenção determinam outros termos tarifários. Para se evidenciar a inexistência de qualquer duplicação, o nível total de proveitos a autorizar pela oferta do uso de redes, igual à soma das receitas proporcionadas pelas taxas de potência e de energia (ativa e reativa) e pelos coeficientes de perdas, deve corresponder ao total dos encargos reconhecidos, de remuneração de investimentos e de operação e manutenção, incluindo amortizações e perdas reais.

A promoção da utilização eficiente da eletricidade e de outros bens complementares, bem como duma equitativa atribuição dos encargos originados pelos clientes quando exercem opções sobre a utilização de energia elétrica e, ainda, a defesa da quota de cada empresa em mercado concorrencial continuam a aconselhar a adoção de tarifas com uma estrutura semelhante à dos custos marginais.

A adoção na tarifa de uso das redes de coeficientes de perdas padrão iguais aos valores das perdas marginais, duplos das perdas médias, permite atingir aquele objetivo e, para além de recuperar o custo das perdas existentes nas redes de distribuição, faculta a cobertura de quase todos os

[35] Em redes reais, a densidade de corrente nos ramos deve ser próxima da densidade ótima. Se o valor da densidade for muito superior ao valor ótimo, há perdas significativas no ramo em causa.

encargos originados pelos investimentos nas redes justificados por futuras reduções de perdas, dispensando a sua transferência para termos de energia.

Para que o preço p_s de faturação de um acréscimo de energia saída de uma rede ΔW_s cubra os encargos de aquisição do correspondente acréscimo de energia entrada ΔW_e pelo preço p_e, então o preço p_s deve obedecer a:

$$p_s \ \Delta W \ = p_e \ \Delta W_e \qquad (3.32)$$

E, como se viu anteriormente, as perdas marginais originadas pela entrega de um acréscimo de energia são iguais a duas vezes as perdas médias, pelo que se pode escrever:

$$\Delta W_e = \Delta W_s (1 + 2 \ p) \qquad (3.33)$$

Recorda que p é o coeficiente de perdas médias dado por:

$$p = (W_e / W_s) - 1 \qquad (3.34)$$

Substituído ΔW_e, expressão (3.32) obtém-se:

$$p_s \ \Delta W_s = p_e \ \Delta W_s \ (1 + 2 \ p) \quad \Leftrightarrow \quad p_s = p_e \ (1 + 2 \ p) \qquad (3.35)$$

Como as perdas correspondem a energia que se vai dissipando ao longo das redes, a sua valorização deve obedecer à mesma regra da valorização de um acréscimo de energia entregue.

Em empresas integradas verticalmente, há a tendência a valorizar a energia de perdas pelos custos marginais de produção, isto é, pelos custos variáveis de produção da central que em cada momento é solicitada para satisfazer qualquer acréscimo da procura. Com a liberalização do mercado e com separação das atividades de produção, transporte e distribuição, a valorização das perdas tende naturalmente a ser pelo menos efetuada pelo preço de aquisição da energia na entrada da rede em causa. Com as redes não integradas, os coeficientes de perdas de cada rede são aplicados sucessivamente, a valorização em redes integradas só conduzirá aos mesmos resultados com coeficientes de perdas sucessivamente aplicados ao longo das redes, desde a produção. Coeficientes que devem ser de perdas marginais.

Vimos anteriormente que, devido às centrais serem chamadas a satisfazer a procura de energia por ordem crescente dos seus custos variáveis, o custo marginal de produção da energia cresce fortemente com a procura em cada momento. Efeito que é ampliado pelo facto das perdas nas redes crescerem com o quadrado da energia em trânsito, conduzindo a perdas marginais duplas das perdas médias, como se viu acima.

O custo variável da central que marginalmente é solicitada para satisfazer a procura em cada momento, corrigido das perdas marginais nas redes, desde essa central até ao ponto de entrega ao cliente, é designado por custo marginal de abastecimento nesse ponto de entrega.

Para além das perdas por efeito de Joule, existem outras, nomeadamente, as perdas no ferro dos transformadores, as correntes de fuga, as fraudes e os erros ou omissões de contagem. Não é fácil conseguir uma boa separação destas perdas de natureza muito diferente. No entanto se as redes estiverem em bom estado de conservação, um valor elevado de perdas indicia erros de contagem ou fraudes.

Muitas das considerações feitas a propósito das perdas por efeito de Joule são aplicáveis por analogia às outras, em particular, todas podem ser reduzidas à custa de maiores investimentos, mas os relativos à redução de erros de contagem ou fraudes são sobretudo de natureza organizacional, incorpóreos. E os respetivos encargos são geralmente incluídos na conta de operação e manutenção através de contas plurianuais.

3.4.5 O custo da potência

3.4.5.1 Os principais encargos a considerar

Viu-se anteriormente que uma parte significativa dos investimentos realizados nas redes de distribuição se destina a posterior economia de perdas e que a cobertura dos correspondentes encargos pode e deve ser feita através da adoção de coeficientes de perdas padrão ajustados para perdas marginais, aproximadamente iguais ao dobro das perdas médias.

Verifica-se também que, em redes dimensionadas de forma a satisfazer a procura prevista pelo menor custo total atualizado, em investimentos, em operação e manutenção e em perdas, respeitando as normas de qualidade, nomeadamente quanto à amplitude da onda de tensão e continuidade de abastecimento, a fração dos investimentos justificados por posterior economia de perdas é estimada em cerca de 30% dos investimentos totais.

Assim, o montante de receitas a recolher pelas taxas de potência das tarifas de uso das redes não deve cobrir a totalidade dos encargos originados pelos investimentos efetuados para satisfazer a procura pelo menor custo total atualizado respeitando as normas, mas apenas cerca de 70% deste custo total.

Vimos ainda que em vez de referir esta percentagem de 70% do custo total das redes, é exato afirmar que as receitas a recolher pelas taxas de potência das tarifas de uso das redes devem cobrir a totalidade dos encargos originados pelos investimentos efetuados, acrescida dos encargos em perdas reais e deduzida das receitas proporcionadas pelo coeficiente de perdas marginais. Expressão que não só reduz o risco de duplicação de encargos como dispensa o cálculo exato da percentagem de investimentos cujos encargos devem ser atribuídos às taxas de potência. No

entanto, por comodidade de expressão continuaremos a considerar esta percentagem igual a cerca de 70%.

Em cada nível de tensão, é habitual distinguir vários troços de rede, segundo o tipo de utilização dada pelos clientes: de uso exclusivo por cada cliente, de uso partilhado por um pequeno número de clientes vizinhos e de uso comum para um grande número de clientes da rede. A repercussão dos encargos correspondente a estes troços sobre as taxas de potência da tarifa de uso de redes depende da respetiva utilização, como se verá a seguir.

3.4.5.2 Os encargos das ligações e alguns reforços de rede

As taxas de ligação de novos clientes e as regras sobre a comparticipação para novas eletrificações são matérias delicadas da regulação.

Relativamente a cada tipo de cliente, existente ou potencial, é necessário explicitar a extensão da rede que a tarifa estatisticamente cobre, não a incluindo nas taxas de ligação nem nas comparticipações exigidas. Por outro lado, também se afigura interessante a publicação periódica da evolução das zonas servidas, quer no interior quer nas proximidade das povoações consideradas eletrificadas, e como tal beneficiando de taxas de ligação pré-definidas e independentes da ordem com os novos clientes surgem a pedir ligações.

Os troços mais extremos da rede, ao serviço exclusivo de cada cliente, são fornecidos em espécie pelo requisitante ou pagos no momento da sua execução segundo tabelas publicadas pelo distribuidor.

Deste modo, estes troços não devem acarretar encargos para a tarifa e por isso os encargos correspondentes não foram contemplados anteriormente. Porém, aprofundando a análise, deve distinguir-se entre serviço exclusivo de facto e serviço exclusivo de direito. Com efeito, na periferia das zonas eletrificadas, há extensões inicialmente ao serviço de cada instalação que assim permanecerão indefinidamente e troços que posteriormente, de forma gradual, serão partilhados por outros vizinhos. Só os mais extremos, a jusante dos pontos de entrega, não dão qualquer encargo para a tarifa. Pelo contrário, a conservação e eventual substituição ou renovação por outros, a montante do ponto de entrega, incumbe ao distribuidor, pelo que só os encargos correspondentes à sua operação e manutenção, mas não os correspondentes à amortização e remuneração dos capitais investidos, têm cabimento nas taxas das tarifas.

Aliás, embora com reduzido reflexo nas tarifas, mas com sensíveis efeitos nos requisitantes, estes troços mais periféricos dão origem a problemas de difícil regulamentação, nomeadamente quando as extensões em causa são muito grandes. Por exemplo, dentro de perímetros predefinidos e aprovados pelas autoridades gestoras do território, delimitando áreas classificadas como eletrificadas, o cliente deveria ser dispensado de pagar uma extensão superior ao comprimento médio das novas redes por

cliente esperado. Fora destes perímetros, o cliente deveria ter o direito de reembolso por futuros coutilizadores e/ou pelo próprio distribuidor, segundo regras a regular (grandfathering). Aliás, este problema é comum a outras redes, nomeadamente de água e de gás, sendo interessante encontrar soluções regulatórias harmonizadas.

Para além do financiamento integral destes troços de uso exclusivo, para a ligação de instalações de utilização em que a potência requisitada ultrapasse um valor de referência, variável com a sua localização, o distribuidor pode ainda exigir ao requisitante uma comparticipação proporcional à diferença entre a potência requisitada e a potência de referência. Então, analogamente ao afirmado para os troços de uso só temporariamente exclusivo de um cliente, apenas os encargos relativos à operação e manutenção do equipamento correspondente a estas comparticipações, mas não os encargos associados à sua amortização e remuneração, têm cabimento nas taxas das tarifas de uso das rede.

Os encargos correspondentes à operação e manutenção do equipamento dos troços de uso temporariamente exclusivo de um só cliente e do equipamento comparticipado devido a reforços de potência requisitada serão adicionados aos encargos a atribuir às taxas do uso de redes que, como já se viu, correspondem a cerca de 70% dos encargos originados pelos investimentos efetuados para satisfazer a procura pelo menor custo total atualizado respeitando as normas de qualidade em vigor. A soma destes encargos será repercutida nas taxas de potência das tarifas de uso das redes como a seguir se verá.

3.4.5.3 A afetação à potência contratada e à potência tomada

Nos troços periféricos das redes, de utilização coletiva por um número reduzido de vizinhos, as energias em trânsito ainda são muito influenciadas pelas cargas de cada cliente. Com efeito, caminhando da periferia para o ponto de alimentação da rede, subestação ou posto de transformação, as energias em trânsito vão crescendo, graças à sucessiva agregação de cargas de um número sempre crescente de clientes. Enquanto a dimensão de um cliente não puder ser considerada marginal em relação ao trânsito acumulado do conjunto a que se vem juntar, a forma do diagrama de cargas desse conjunto ainda não está estatisticamente estabilizada, e o período da ocorrência da respetiva ponta não só pode ser muito diferente do período da ponta na rede em causa, como ainda é muito influenciado pelo período da ponta de cada cliente.

A importância daquela relação decresce com o número de clientes do conjunto. Em particular, enquanto o número de vizinhos que determina o trânsito acumulado for pequeno, pode considerar-se que se situa em troços periféricos da rede, a ser dimensionados para uma ponta muito próxima da soma das potências contratadas pelos clientes alimentados. Pelo contrário, quando o número de clientes do conjunto que determina o trânsito acumulado for elevado, e cada novo cliente já puder ser considerado pequeno em relação ao conjunto, pode considerar-se que se situa num troço central,

com diagrama de cargas estabilizado para uma ponta próxima da soma das participações de cada cliente na ponta da rede, geralmente muito inferior à soma das pontas de cada cliente.

Nestes termos, cerca de 30% dos encargos relacionados com os investimentos nas redes de distribuição já estão afetos à energia, diretamente ou através de coeficientes de perdas, pelo que restam cerca de 70% desses encargos, independentemente de serem originados em troços centrais ou periféricos. Os correspondentes aos troços menos centrais duma rede de distribuição deverão ser afetos às potências contratadas dos clientes dessa rede. E os relativos a troços mais centrais deverão ser afetos a grandezas fortemente correlacionadas com a responsabilidade dos clientes na ponta da rede em causa.

A maior dificuldade desta operação está na separação entre troços mais centrais e troços menos centrais.

Através de uma análise estatística de uma amostra representativa das redes em projeto, não seria difícil determinar a melhor proporção de encargos totais de cada rede a atribuir às potências contratadas pelos clientes, por um lado, e às respetivas participações nas potências tomadas elas redes, por outro lado. Aliás, na falta desta amostra representativa das redes em projeto, também seria aceitável recorrer a uma amostra de redes já em exploração, consideradas eficientes e cujos encargos fosse possível identificar com confiança, determinando a melhor repartição desses encargos pelas potências contratadas pelos clientes e pelas potências tomadas pelas redes.

Não se conhecem estudos recentes sobre esta separação dos encargos relativos a troços periféricos e a troços centrais, a atribuir à potência contratada e à potência tomada, respetivamente. Os estudos realizados no início dos anos oitenta conduziram à relação 20/80, utilizada nas tarifas de venda a clientes finais em AT e em MT, e ainda hoje em prática sem oposição aparente.

A relação 20/80, usada na tarifa de venda a clientes finais, aplica-se ao conjunto das redes, desde o ponto de entrega ao cliente até à geração, incluindo ainda a garantia de abastecimento, por esta não estar a ser faturada em separado.

No entanto, a separação entre troços periféricos e troços centrais de uma rede é independente da forma organizacional dos clientes, mas a relação entre os respetivos encargos é muito diferente conforme a extensão da rede considerada. Em MT, por exemplo, na tarifa de uso da rede, a extensão do troço central termina no ponto de alimentação da rede de MT o que determina uma relação superior a 20/80.

Assim, em vez de se faturar de acordo com a expressão:

$$PFP = pf\ PF = pf\left[PC - 0{,}8(PC - PT)\right] \tag{3.36}$$

Onde PFP são os proveitos resultantes da faturação da potência e pf é o preço a aplicar à potência a faturar, PF. PC e PT são os somatórios das potências contratadas e tomadas, respetivamente. Os proveitos resultantes da faturação da potência são calculados com a seguinte expressão:

$$PFP = pf\ PF = (0{,}2\,pf)\ PC + (0{,}8\,pf)\ PT \tag{3.37}$$

Onde os preços $(0{,}2\,pf)$ e $(0{,}8\,pf)$ das potências contratada e tomada, respetivamente, passam a ser explicitados e autónomos.

Sendo assim, o preço da potência contratada da tarifa de venda a clientes finais de uma dada tensão $(0{,}2\,pf)$ deverá ser também o preço da potência contratada na tarifa de uso da rede da mesma tensão, desde que os procedimentos de medição sejam os mesmos. Todavia, os preços da potência tomada em cada tarifa devem ser diferentes, pois a extensão das redes correspondentes não é a mesma e, na tarifa de venda a clientes finais o preço da potência pode também incluir encargos de garantia de abastecimento.

Os encargos relativos aos troços mais centrais, ao serviço de um grande número de clientes, estão incluídos nas tarifas, de venda a clientes finais ou de uso de redes, no preço da potência ou da energia de ponta, não havendo razão para darem pretexto à solicitação de qualquer pagamento devido à eventual necessidade de reforço desta rede mais central. Pagamento que não deve ser da responsabilidade de um só cliente, nem de um pequeno grupo, pois é obtido de um grande número, através da tarifa.

Os encargos correspondentes aos troços mais periféricos, de uso partilhado por um pequeno número de vizinhos, estão genericamente incluídos no preço da potência contratada. No entanto, por razões de justiça distributiva, para um cliente que se afaste sensivelmente da dimensão média dos clientes da rede a que está ligado, devem ser encarados procedimentos especiais.

Com efeito, para atender ao facto da maior dimensão de um cliente influenciar em maior extensão o dimensionamento da rede, sem forçar os vizinhos, de menor dimensão, a participarem no pagamento dos encargos correspondentes, ou se pratica um preço da potência contratada crescente com a potência ou se solicita o pagamento de uma taxa de ligação e/ ou de reforço da rede igualmente crescente com a potência. Em BT, por exemplo, a exigência de comparticipação nos custos de reforço das redes coexiste com preços unitários de potência contratada crescentes. Esta questão tem sido pouco discutida, coexistindo as duas práticas, aparentemente por simples prolongamento temporal de procedimentos do passado, sem que existam estudos que justifiquem os preços em vigor nem os limiares a partir dos quais é solicitado o pagamento de reforços de rede e/ ou o ritmo de crescimento do preço da potência.

Assim, para além da eventual fixação de novas taxas de potência contratada, há que conciliar os seus valores com as regras relativas ao pagamento de reforço das redes, quando de um pedido de nova ligação ou reforço duma ligação preexistente.

Por outro lado, para os grandes clientes, sobretudo quando dispõem de ligações diretas e exclusivas às subestações que os alimentam, o preço da potência contratada deve atender ao facto de estas linhas diretas terem ou não sido pagas pelos próprios clientes. Inovação cuja introdução convém estudar, quer nas tarifas de venda a clientes finais quer nas tarifas de uso das redes. Aliás, a necessidade de explicitar o preço da garantia de fornecimento, que inclui a garantia de potência, e de só o aplicar a clientes que declararem expressamente estar interessados nela, reforça a necessidade desta revisão.

Com efeito, era a inclusão do custo desta garantia de potência que justificava a manutenção do preço da potência contratada nos casos em que o cliente tinha pago integralmente uma ligação direta a uma subestação. O distribuidor está incumbido de fornecer o equipamento de obtenção das informações necessárias às faturações a efetuar pelos diferentes agentes implicados, fornecedores de energia e potência, de uso das redes e prestadores de serviços diversos, como garantias de abastecimento e gestão global do sistema. Este facto aconselha a considerar os custos correspondentes através de um termo constante. Independentemente de, na faturação haver ou não fusão deste termo constante com o termo da potência contratada, o seu valor deve ser explicitado e estar sujeito a apreciação crítica.

3.4.6 A penalização por energia reativa em excesso

A circulação de energia reativa aumenta as perdas nas redes e, sobretudo, diminui a capacidade, expressa em kW, de produção, de transformação, de transporte e de distribuição nos sistemas elétricos, para além de normalmente reduzir a extensão das redes respeitando as normas relativas à amplitude da onda de tensão.

Por razões de flexibilidade de exploração, os grupos geradores são tecnicamente dimensionados para poderem fornecer alguma energia reativa em conjunto com a energia ativa e, por outro lado, as redes de cabos subterrâneos e as linhas de muita alta tensão pouco carregadas são capacitivas, emitindo energia reativa. Assim, não só se pode tolerar como é desejável que os clientes recebam alguma energia reativa, sobretudo nas horas de vazio.

Nestes termos, fora das horas de vazio, os clientes não são onerados enquanto o montante de energia reativa que absorverem, em kvarh, for inferior a um limiar, entre nós igual a 40% da energia ativa consumida em igual período, em kWh. Pelo contrário, nas horas de vazio, a receção de energia reativa não é onerada, sem qualquer limiar ou limite. Para alem disso, com o objetivo de evitar que os condensadores usados para a compensação descentralizada do fator de potência se mantenham ligados durante as horas de vazio, toda a energia reativa emitida para a rede é onerada.

Efetivamente, nas horas de vazio, as linhas têm comportamento capacitivo e, por isso, qualquer injeção de reativa provoca um aumento ainda mais acentuado do perfil das tensões na rede, sendo por estas razões desincentivada a emissão de energia reativa capacitiva na situação de vazio.

Os clientes de baixa tensão, cuja potência é controlada em kVA, e não em kW, não estão expressamente sujeitos ao pagamento da energia reativa que absorvem, mas são indiretamente onerados pela inerente redução da potência ativa. Ónus de que se libertam se e na medida que corrigem o fator de potência.

Uma forma alternativa de desincentivar o trânsito de energia reativa poderia consistir em generalizar a todo o cliente, independentemente da sua dimensão, a faturação da potência aparente, em kVA, em vez da potência ativa, em kW. E assim se atenderia diretamente aos efeitos do trânsito de energia reativa na redução das capacidades de geração, de transformação, de transporte e de distribuição dos sistemas elétricos. Complementarmente, os acréscimos de perdas nas redes poderiam ser considerados nas tarifas de uso de redes através de coeficientes de perdas variáveis com o fator de potência. Deste modo, em vez de uma tarifa de tipo monómio para a faturação da energia reativa, teríamos o equivalente a uma tarifa binómia, dispensando preços explícitos de energia reativa e diretamente sensível à redução da capacidade e ao acréscimo de perdas, originados pela circulação de energia reativa, como é praticado nalgumas redes estrangeiras.

Entre nós, os montantes recolhidos pela faturação de energia reativa, da ordem de 0,5% das receitas totais de venda de eletricidade, não justificam procedimentos complicados ou difíceis de explicar.

A tarifa em vigor para a energia reativa indutiva, embora de tipo monómio, apenas se aplica fora do período de vazio. Deveria ser considerada como a soma de duas parcelas, uma correspondente ao acréscimo de perdas e outra relacionada com a redução da capacidade de transporte e de distribuição, que apenas tem significado no período de ponta da rede. No entanto, os preços atualmente praticados, cerca 25% e de 20% dos preços da energia ativa do mesmo nível de tensão, respetivamente para a energia indutiva fora das horas de vazio e para a energia capacitiva durante as horas de vazio, são considerados mais como penalidades do que como custos. Com efeito, graças `evolução tecnológica no fabrico dos condensadores apropriados, tornando-os mais fiáveis e menos custosos, a compensação do fator de potência de forma descentralizada é atualmente fácil de conseguir e por custo muito inferior.

Para além de sinais de preços adequados à prossecução deste objetivo, com interessantes efeitos nas capacidades disponíveis e nas perdas, devem existir campanhas de informação e de intervenção junto dos clientes com baixos fatores de potência, dando-lhes o conhecimento de como podem fazer esta compensação local e das vantagens que têm em o fazer, podendo designadamente recuperar em poucos meses os custos correspondentes através das reduções nos valores faturados.

São os clientes sujeitos à tarifa de BTE que se mostram menos recetivos a fazer a compensação do fator de potência, constituindo um segmento de mercado onde a receita associada à energia reativa atinge cerca de 2,2% da respetiva receita total de venda, e onde existem alguns milhares de clientes com um agravamento da fatura devido à energia reativa superior a 5% e largas centenas onde este agravamento é maior que 10%.

Não é nem deve ser através do aumento dos preços da energia reativa que se levam estes clientes a melhorar o fator de potência. Se a solução ótima, de compensação nos locais de consumo não se afigurar viável, deve encarar-se a solução alternativa de recorrer a baterias de condensadores em instalações do distribuidor pouco afastadas desses locais. Aliás, o distribuidor está muito mais vocacionado para esta operação e gestão de que qualquer pequeno empresário, cuja atenção se concentra nos seus objetivos específicos.

Como corolário deste raciocínio, o preço da energia reativa não deve estar baseado no custo resultante da redução da capacidade de distribuição e do acréscimo de perdas em todo o sistema a montante do ponto de entrega dos clientes, mas no custo, de valor muito inferior, da sua obtenção através de baterias de condensadores instaladas descentralizadamente em instalações do distribuidor, adicionado dos custos com a redução da capacidade disponível e do acréscimo de perdas em pequenos troço de rede na vizinhança do ponto de entrega. O que pode aconselhar a baixar o preço do kvarh, pois convém não esquecer que do ponto de vista económico o valor de um bem é igual ao custo da melhor solução alternativa para o obter, nem sempre idêntica à que está a ser usada para esse efeito.

Paradoxalmente, a quase inexistência e/ ou a pequena eficácia das campanhas de informação e de intervenção junto dos clientes, dando-lhes conhecimento de como podem fazer a compensação do fator de potência bem como o interesse que têm em o fazer, pode ser atribuída ao facto do preço do kvarh se manter demasiado elevado. Com efeito, o abaixamento dos preços da energia reativa, para valores inferiores aos acréscimos dos custos provocados nas redes, por redução de capacidade e por perdas, desde a geração ao ponto de entrega ao cliente, mas ainda superiores aos custos da compensação descentralizada por baterias de condensadores, retirando ao distribuidor os lucros associados às quase penalidades cobradas aos clientes por não compensação, e interessando-o na supletiva compensação descentralizada, para evitar os custos a montante, afigura-se como um processo mais eficaz e mais equitativo de obter o grau de compensação desejável para a rede.

Considerando os montantes em jogo, parece não haver justificação para sistemas de contagem de custo elevado, nem ser oportuno alterar o atual sistema de faturação, baseado nos montantes de energia indutiva que ultrapassem uma dada percentagem da energia ativa, durante as horas fora de vazio, e em toda a energia reativa capacitiva no período de horas de vazio.

Eventualmente, o limiar a partir do qual a energia reativa indutiva é faturada poderá ser inferior ao atualmente praticado. Solução preferível à reintrodução de bonificações aos clientes, que seria menos incentivadora à compensação e teria maiores custos de transação.

Considerando ainda que o preço da energia reativa não corresponde só a acréscimos de perdas, proporcionais às energias em trânsito nas redes locais, mas também a custos de potência, das baterias de condensadores e de redução de capacidade de distribuição das redes locais, parece interessante que a determinação da energia que fora das horas de vazio ultrapassa o contingente gratuito possa ser feita dia a dia, em vez de mês a mês, sobretudo quando este procedimento for possível sem acréscimo de custo de equipamento de contagem, como sucede na maioria dos grandes clientes.

A generalização de pequenos produtores independentes interligados às redes de serviço público também pressiona no sentido destas alterações. Com efeito, devido à prática de preços de compra da energia entregue à rede baseados nos custos evitados (ou nos preços de venda, na medida que estes aderirem aos custos marginais) tem sentido exigir um contributo de energia reativa igual ao gratuitamente fornecido aos clientes ou, na sua falta, o pagamento correspondente. Pelos preços de venda, mas só se estes forem próximos dos custos marginais, sem escalamentos significativos, e não corresponderem dominantemente a penalidades desencorajando baixos fatores de potência.

3.4.7 A promoção da qualidade de serviço e gestão do cliente

Ao preço de um produto ou bem está sempre associada uma qualidade, pelo que só tem sentido comparar preços entre produtos ou bens de igual qualidade ou atendendo às diferenças de qualidade. Questão fundamental de qualquer bolsa ou mercado organizado, que tem de caracterizar devidamente o bem ou produto transaccionado. E de qualquer regulação, que tem de fixar as características dos produtos que os incumbentes têm de respeitar.

Assim, a par dos preços praticados, a qualidade de serviço é um dos indicadores fundamentais para avaliar o desempenho das empresas do sector eléctrico e a adequação do modelo de regulação que se encontra estabelecido, sendo importante que os regulamentos promovam uma progressiva harmonização e convergência internacional dos padrões a respeitar e dos procedimentos a seguir, e imponham a elaboração periódica de estatísticas e relatórios de cumprimento e de progresso. Aliás, sendo a partilha e a simetria da informação uma das condições mais importantes de existência de um mercado concorrencial, convém assegurar que a obrigação de informar sobre preços e qualidade de serviço não se limita ao cliente em causa, nem ao regulador, abrangendo nomeadamente todos os clientes presentes no mercado, autarquias, associações de consumidores, centros de investigação e meios de informação.

A regulamentação também não pode deixar de determinar as penalidades por desrespeito de normas e padrões, sem as quais nenhum regulamento passa de um mero conjunto de recomendações. Não é

a tabela de padrões que garante a qualidade de serviço oferecida, mas sim o sistema de penalidades associado, se efectivamente executado. Também é importante complementar este indispensável sistema de penalidades por incumprimento com um conveniente conjunto de incentivos, promovendo a melhoria da qualidade e preparando a evolução para normas mais exigentes (Ver em "1.6.1 Regular para aumentar a racionalidade do mercado" as referências aos modos de regulação imperativa e indicativa, e ainda no Anexo III, o Capítulo "A3.4 Equilíbrios de Médio e Longo Prazo"). Incentivos e estímulos que devem ser graduados de forma que os distribuidores melhorem a qualidade de serviço enquanto os custos correspondentes forem inferiores aos benefícios percecionados pelos seus clientes.

Segundo esta orientação, as penalidades e incentivos regularmente fixados podem e devem ser marginalmente iguais aos prejuízos ou benefícios causados por uma diferença de qualidade de serviço, promovendo uma melhoria de serviço enquanto os correspondentes custos forem inferiores aos valores das compensações a pagar ou dos incentivos a receber pelas empresas incumbentes. Assim, a regulação deverá ir sucessivamente ajustando o valor unitário das penalidades e incentivos, de acordo com os desejos de maior qualidade de serviço que os clientes vão manifestando através da solicitação ao distribuidor de maiores garantias, eventualmente através de contratos complementares, assumidos isoladamente ou através de resseguros.
Da liberalização do sector, separando as funções de produtor, distribuidor e comercializador, resulta a necessidade de definir que quem é responsável pelo pagamento das compensações a um cliente pelo não cumprimento da qualidade de serviço é o seu comercializador, entidade com quem contratou o fornecimento, a quem paga as faturas correspondentes e com quem pode renunciar os contratos, optando por outro comercializador. Como corolário e condição de eficácia desta prática, a regulação não pode deixar de estabelecer as regras de direito de regresso que este comercializador tem sobre os operadores de redes e produtores, bem como de reduzir o risco de que qualquer dificuldade de exercício deste direito acabe por servir de escusa para o não pagamento de compensações aos clientes com muito menor capacidade de negociação, sobretudo em casos de alegada necessidade de apurar responsabilidades, como sucede com o simples esclarecimento de se houve ou não causa fortuita ou de força maior em redes a montante[36]. A regulamentação deverá mesmo velar por que a boa defesa destes interesses dos consumidores seja uma característica sujeita a monitorização publicitada e importante factor de preferência entre as alternativas existentes no mercado, para além do preço da energia.

Tendo em consideração os custos de transacção originados por elevado número de pequenos pagamentos, pode ser preferível que, pelo menos em relação aos pequenos clientes e enquanto a

[36] Seria mesmo desejável a existência de um fundo que, enquanto os responsáveis não fossem identificados ou sempre que não fosse possível precisar responsabilidades, indemnizasse dentro de prazos razoáveis os prejudicados pelo não cumprimento dos padrões de qualidade. Fundo que, logicamente, exerceria o seu direito de regresso sobre os responsáveis logo que identificados.

monitorização da continuidade de serviço não proporciona discriminação suficiente, se aceite que os pagamentos das penalidades sejam sujeitos a franquias e efetuados através de descontos nas tarifas ou preços contratuais, diferenciados de acordo com as potencialidades proporcionadas pelo sistema de monitorização e pelos sistemas de leitura, faturação e cobrança. Por simetria, considerando que o dimensionamento das redes não pode ser feito de forma contínua, um melhor desempenho quanto a qualidade de serviço, desde que desejada pelos clientes e reconhecido *ex-post*, pode ser recompensado através de um aumento dos proveitos regularmente aprovados para efeitos tarifários, e repercutido nos ajustamentos tarifários dos períodos seguintes.

A promoção de níveis adequados de qualidade de serviço no sector elétrico é uma condição essencial para o bem-estar e satisfação das necessidades das populações e para o desenvolvimento de uma atividade económica que possa ser globalmente competitiva. E as considerações anteriores aconselham fortemente a que a escolha dos padrões de qualidade e a fixação dos limiares originando compensações aos clientes ou aumento do montante de proveitos autorizados para efeitos tarifários, bem como dos valores das correspondentes compensações/estímulos, seja remetida para o regulador competente. Assim, os incumbentes iriam dimensionando as suas estruturas e adotando os equipamentos e as tecnologias de exploração economicamente mais adaptadas à procura e à qualidade de serviço expressamente solicitadas pelos respetivos clientes, não tendo apenas em conta o valor das perdas associado ao traçado e às secções dessas redes, mas também à qualidade de serviço proporcionada pelos equipamentos e tecnologias acordados. E, na medida em que as penalidades e incentivos correspondentes aos padrões de qualidade serviço desejada pelos clientes estejam presentes no cálculo do montante dos proveitos proporcionados pelas tarifas, estes procedimentos fomentam uma distribuição e uma comercialização eficientes, comandadas descentralizadamente pelos clientes de cada rede e não por parâmetros supletivamente fixados centralmente, nem sempre representativos das necessidades a satisfazer[37].

Apesar desta forte ligação entre preços e qualidade de serviço, quando da criação da regulação económica, o legislador português optou por manter a Direção Geral de Energia e Geologia e as Direções Regionais de Indústria, Comércio e Energia das duas Regiões Autónomas com a responsabilidade de propor os regulamentos da qualidade de serviço e respetivos níveis de exigência, competindo aos governos nacional e regionais a sua aprovação. No entanto, foi seguido o bom princípio da separação entre órgãos legislativos e judiciais, atribuindo à ERSE a competência de fiscalizar o cumprimento dos regulamentos, monitorizando o desempenho das empresas reguladas e publicando um relatório da qualidade de serviço anual que permita avaliar a evolução da qualidade de

[37] Tal como a percentagem de perdas técnicas em qualquer rede ou segmento deve corresponder ao valor em que o acréscimo de custos originados pelo equipamento que as reduziria iguala o acréscimo de custos das energias de perdas evitadas, minimizando os montantes de encargos autorizados incidindo sobre as tarifas, sobre a forma de perdas ou de equipamento, também os padrões de qualidade devem ser tais que o acréscimo de custos originados pelo equipamento que reduziria as indemnizações por incumprimento iguala o acréscimo destas indemnizações avaliadas pelos custos sofridos pelos consumidores. Nem os padrões nem as indemnizações devem ser fixados por simples tradição ou por mera comparação internacional.

serviço prestada aos consumidores. E, desde 2003, o modelo de regulação aplicado pela ERSE ao operador da rede de distribuição de energia elétrica de Portugal Continental prevê a existência de incentivos à melhoria da continuidade de serviço, através dos quais se tem sucessivamente estabelecido novas metas e contribuído para a necessária melhoria da continuidade de serviço prestada em Portugal Continental[38].

Atualmente, a regulação da Qualidade de Serviço em Portugal Continental encontra-se definida através do Regulamento da Qualidade de Serviço e do Regulamento Tarifário.

O Regulamento da Qualidade de Serviço, cuja aprovação e publicação é da responsabilidade da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) contém: competências, responsabilidades e obrigações dos diferentes agentes e entidades envolvidas; indicadores e padrões de qualidade de serviço; compensações a pagar pelas empresas quando são excedidos os padrões definidos; obrigações de verificação da Qualidade de Serviço (Planos de Monitorização); obrigações de divulgação da informação (Relatórios da Qualidade de Serviço, folhetos, página de internet); e disposições relativas a clientes com necessidades especiais.

Para além de responsável pela definição da metodologia e dos parâmetros inerentes ao mecanismo de incentivo da qualidade de serviço por parte das empresas reguladas, que consta do Regulamento Tarifário, a ERSE ainda desenvolve as seguintes atividades no âmbito da qualidade de serviço no sector elétrico: proposição das disposições de natureza comercial que constam do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), nomeadamente: verificação do cumprimento do RQS por parte dos diferentes agentes; elaboração e publicação anual de um Relatório da Qualidade de Serviço; elaboração de pareceres sobre Planos de Monitorização para verificação do cumprimento dos padrões de natureza técnica e sobre Planos de Melhoria da Qualidade de Serviço submetidos anualmente pelas empresas reguladas para aprovação por parte da DGEG; resposta a pedidos de informação e tratamento de reclamações enquadráveis na resolução de conflitos entre os consumidores e as empresas e entre empresas do sector; e fixação anual das quantias previstas no RQS por determinado tipo de incumprimentos.

---

[38] Segundo o RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SECTOR ELÉTRICO de 2010, da ERSE, justifica-se uma revisão dos regulamentos da qualidade de serviço, no sentido de ser criado um referencial mais desafiante para as empresas e de contribuir para aproximar os níveis de qualidade de serviço em Portugal dos verificados noutros países europeus. E fundamenta esta recomendação no facto de a diferença, entre os valores anuais registados e os padrões estabelecidos para os indicadores gerais de continuidade de serviço, nomeadamente para a generalidade dos indicadores das redes de distribuição de Portugal Continental, da RAA e da RAM, demonstrar que os valores de todos os padrões não só se encontram desajustados, como também afastados da média europeia, evidenciando um reduzido nível de exigência. Conclusão apoiada no facto de a ERSE ter periodicamente participado em exercícios de “benchmarking” com os seus congéneres europeus, o que não só lhe tem permitido comparar a evolução da qualidade de serviço exigida como conhecer as melhores práticas instituídas. “Benchmarking” europeu que permite assegurar a razoabilidade do grau de exigência que a ERSE tem pretendido colocar neste domínio e validar os esforços que têm vindo a ser solicitados às empresas reguladas em Portugal.

Na caracterização de qualquer fornecimento de eletricidade, é habitual distinguir a qualidade de serviço de natureza técnica e a qualidade de serviço de natureza comercial, ambas sujeitas a regulamentos específicos de qualidade de serviço.

Em Portugal, a qualidade técnica de serviço quase se resume a duas dimensões: a fiabilidade do fornecimento ou continuidade de serviço, e a forma da onda de tensão alternada, apreciada através das principais características, nomeadamente: frequência, amplitude, distorção harmónica e desequilíbrio entre fases.

Embora essencial, mas sendo cada vez menos satisfatório, apenas se tem adotado como padrão de continuidade de serviço o tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI), aliás escassamente estabelecido em termos de número e duração das interrupções acidentais longas[39]. Acresce que só se tem definido os limiares que determinam penalidades de forma relativamente pouco exigente[40] e com diferenciação geográfica muito significativa (zonas A, B e C)[41]. E não existem

---

[39] Com as tecnologias disponíveis e os atuais preços dos equipamentos, é impossível ter quedas de tensão aceitáveis, isto é, boa qualidade da onda de tensão em amplitude, se as perdas técnicas forem excessivas. Assim, na ausência de melhor indicador sobre esta característica da qualidade de serviço, não se deveria desprezar a análise estatística das perdas técnicas por rede adequadamente desagregada.

[40] O texto do regulamento de qualidade de serviço não só não penaliza as situações de incumprimento dos padrões de qualidade originadas por casos fortuitos ou de força maior, como ainda admite um amplo conjunto de casos fortuitos ou de força maior, como os que resultam da ocorrência de greve geral, alterações de ordem pública, incêndio, terramoto, vento de intensidade excecional, descarga atmosférica direta, sabotagem, malfeitoria e intervenção de terceiros, com a agravante da insuficiente caracterização destes eventos. Para além de muito abrangente, a redação está demasiado vaga e carece de melhor e mais precisa caracterização de condições e de limiares para exclusão do pagamento de compensações.

Aliás, como é frequentemente muito difícil distinguir situações normais de situações catastróficas, naturais ou não, deveria estar claramente definido que os distribuidores apenas estão dispensados de garantir os padrões de qualidade quando as solicitações resultantes destes acontecimentos excedam os limiares regulamentarmente fixados para o dimensionamento das instalações, e estar explicitado que o ónus da prova de que tais limiares foram excedidos pertence ao distribuidor e não aos clientes.

Uma alternativa transitória, menos subjetiva e permissiva que a redação em vigor, poderia passar por apenas dispensar o distribuidor do pagamento das compensações aos clientes enquanto não for atingido o valor correspondente a uma franquia anual, fixada por comparação internacional e associada ao padrão de qualidade correspondente, e ainda quando os montantes originados por um fenómeno ou evento de carácter excecional ultrapassassem certos limites máximos (por exemplo dois meses de faturação), caracterizando uma situação de catástrofe, ainda que de origem não natural e dentro da esfera de responsabilidade do distribuidor.

Por outro lado, tal como é aconselhado, e bem, aos clientes para, dentro de critérios de racionalidade económica, instalarem dispositivos que possam evitar prejuízos desproporcionados relativamente aos custos destes meios, também deve ser reconhecido que, mesmo em muitas situações independentes da vontade do distribuidor, também a este é muitas vezes possível prevenir em maior ou menor grau, minimizando a soma dos custos dos meios suplementares usados e dos prejuízos futuros. Objetivo que resultaria diretamente da fixação dos padrões e exigência das compensações correspondentes.

[41] Em vez de se definir zonas de com padrões diferenciados, seria interessante adoptar uma tabela de compensações que embora dependente da tensão de entrega, da tarifa aplicável e da potência contratada, fosse independente da localização dos pontos de entregas aos clientes. Assim, qualquer cliente, em qualquer ponto do país, com as mesmas características e sujeito à mesma tarifa, teria igual qualidade de serviço (expressa em variáveis duais), ou pelo menos o mesmo regime de compensações. O incumbente das redes locais, proviria ao dimensionamento do equipamento e à escolha dos procedimentos a seguir de modo a minimizar o custo total do serviço prestado, incluindo as penalidades a pagar, o que o conduziria a adaptar a qualidade oferecida (expressa em variáveis primais) à densidade da procura. Adaptação que não se limita a ações sobre o equipamento, como aumento de percursos alternativos, melhor proteção contra descargas atmosféricas, separação mais seletiva das secções das redes com avaria ou proteções permitindo a exploração em malhas fechadas, mas também sobre procedimentos, como maior generalização de trabalhos em tensão e maior disseminação de equipas de socorro. No fundo passar-se-ia de uma regulação imperativa geograficamente diferenciada para uma regulação indicativa igual para todos os clientes com igual tarifa de uso de redes.

incentivos para maior generalização de trabalhos em tensão nem para a adoção de procedimentos de exploração e de manutenção conducentes a interrupções programadas menos frequentes e longas.

Ainda dentro da continuidade de serviço, também se deveria passar a exigir o cumprimento de padrões relativos à amplitude da onda de tensão (tensão insuficiente ou queda de tensão excessiva), e não se deveria continuar a adiar a adoção de padrões respeitantes a interrupções breves ou de curta duração, nem esquecer o correspondente estabelecimento de penalidades.

A regulamentação da qualidade de serviço comercial, abrange uma série de temas como a rapidez de atendimento, a resposta a solicitações diversas, a leitura de contadores ou a avaliação da satisfação dos clientes. E tem estabelecido um leque muito diferenciado de padrões, nomeadamente, tempos de elaboração de orçamentos, de execução de ramais, de activação de fornecimento às instalações, de atendimento presencial e telefónico, de reposição do fornecimento, e de atendimento de reclamações[42].

Os indicadores individuais garantem a cada cliente um nível mínimo (padrão) de qualidade de serviço, para os temas a que se aplicarem. Se a empresa não cumprir com este nível mínimo deverá pagar uma compensação ao cliente. E, em alguns temas, se o cliente não cumprir deverá igualmente pagar uma compensação à empresa. Por exemplo, numa visita combinada às instalações do cliente, o operador de rede deve comparecer num determinado intervalo de tempo. Se não o fizer deverá pagar uma compensação ao cliente, mas, se o fizer e o cliente não estiver presente, será este a pagar a compensação.

Os indicadores gerais permitem, para um determinado tema, verificar o desempenho da empresa para o conjunto dos seus clientes e não cliente a cliente. Normalmente são definidos níveis mínimos de qualidade (padrões) para cada indicador geral, por exemplo: pelo menos 90% dos atendimentos telefónicos devem ter um tempo de espera inferior a 60 segundos.

Continuam a faltar certos indicadores gerais de qualidade de serviço, como o tempo de ocupação das vias públicas, desde o início da abertura das valas até à reposição final dos pavimentos, expresso em dias de ocupação das vias públicas vezes quilómetros de vala aberta por quilómetro de linhas em cabo subterrâneo. E, embora se estabeleça a obrigatoriedade dos distribuidores promoverem, pelo menos anualmente, inquéritos e estudos de imagem destinados a avaliar o grau de satisfação dos seus clientes, nada se diz sobre a validação destes estudos nem das entidades responsáveis, sendo conveniente especificar os procedimentos de validação destas entidades e estudos, bem como das

[42] Segundo o já referido RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SECTOR ELÉTRICO de 2010, da ERSE, e como exemplo, refere-se que o maior número de incumprimentos por parte das empresas verifica-se no tempo de chegada a casa do cliente nas situações de avaria na alimentação individual. Da parte dos clientes, o incumprimento mais comum continua a ser a não comparência nas suas instalações no horário acordado para a realização de visitas combinadas. No que respeita às reclamações, os assuntos principais são os relativos à faturação, às características técnicas da tensão e às redes.

metodologias usadas. Por exemplo, mitigando os conflitos de interesse existentes na escolha de auditores pagos pelas próprias empresas auditadas, e sem prejuízo da ERSE se fazer representar nas auditorias que entender, deverá ser especificado que estes devem constar de uma lista periodicamente homologada pela ERSE e que devem submeter à aprovação desta entidade os guiões das auditorias por ela solicitados.

Para ilustrar a evolução dos comportamentos das empresas reguladas, apresentam-se a seguir alguns dos resultados obtidos relativos à qualidade de serviço do setor elétrico em Portugal continental[43].

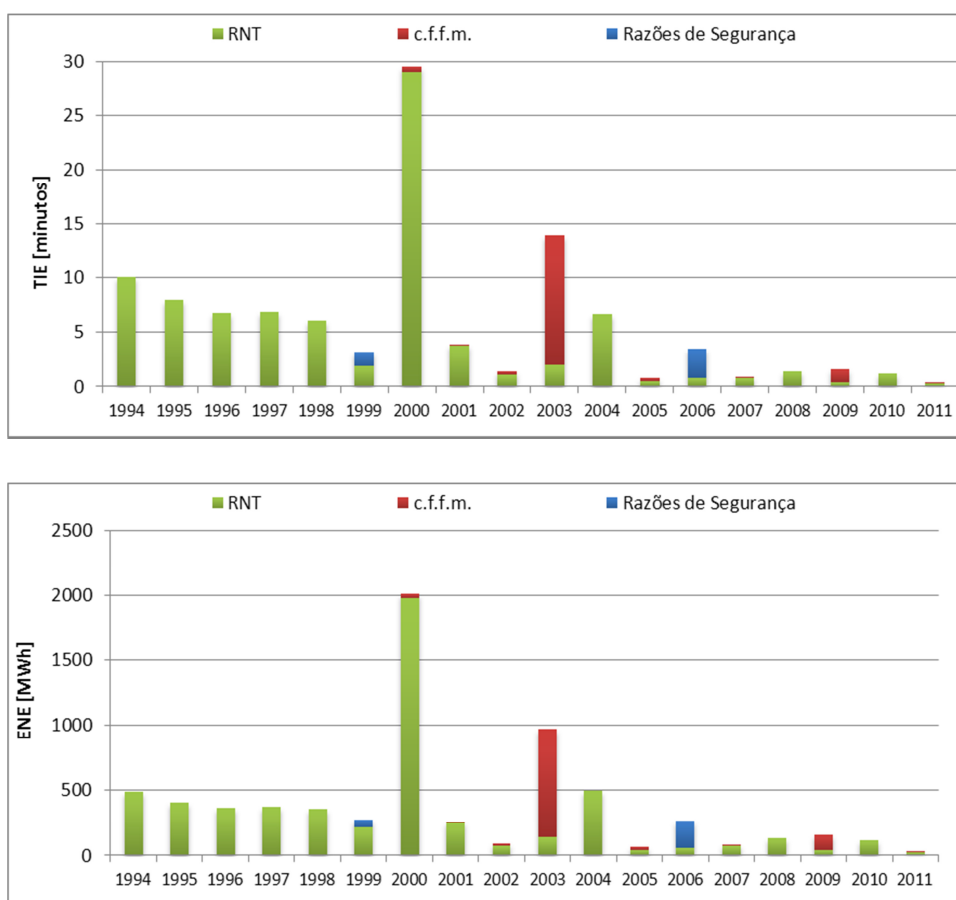
Continuidade de serviço na rede nacional de transporte

TIE: Tempo de Interrupção Equivalente
ENF: Energia Não Fornecida
c.f.f.m: casos fortuitos e de força maior

Fig. 3.10: Continuidade de serviço na rede nacional de transporte

[43] Os dados apresentados foram retirados da apresentação Regulação da Qualidade de Serviço em Portugal, ERSE, 31 de maio de 2012 do Prof. Jorge Esteves, a quem se agradece a disponibilidade dos elementos apresentados.

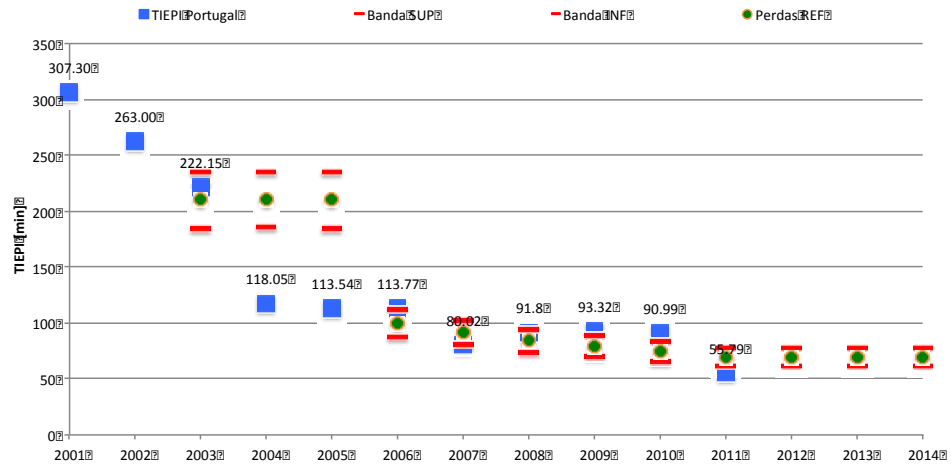
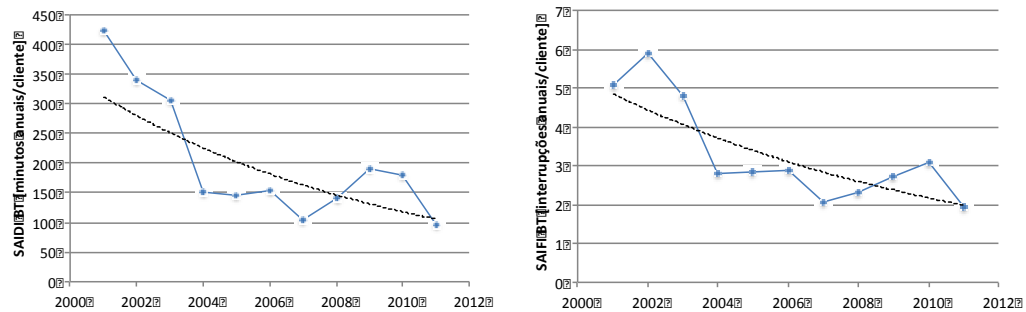
Continuidade de serviço nas redes de distribuição

TIEPI: Tempo de Interrupção equivalente da Potência Instalada

Fig. 3.11: Continuidade de serviço nas redes de distribuição

Interrupções acidentais

Interrupções longas (> 3 minutos) acidentais sem incluir acidentes classificados com c.f.f.m

Interrupções previstas

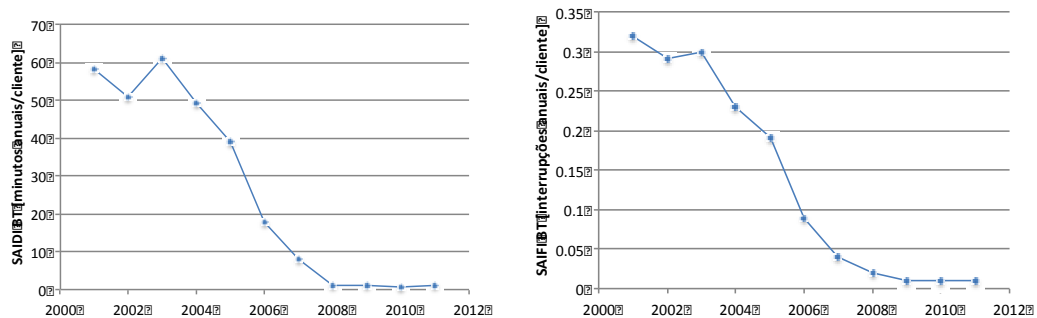



Fig. 3.12: Continuidade de serviço nas redes de distribuição

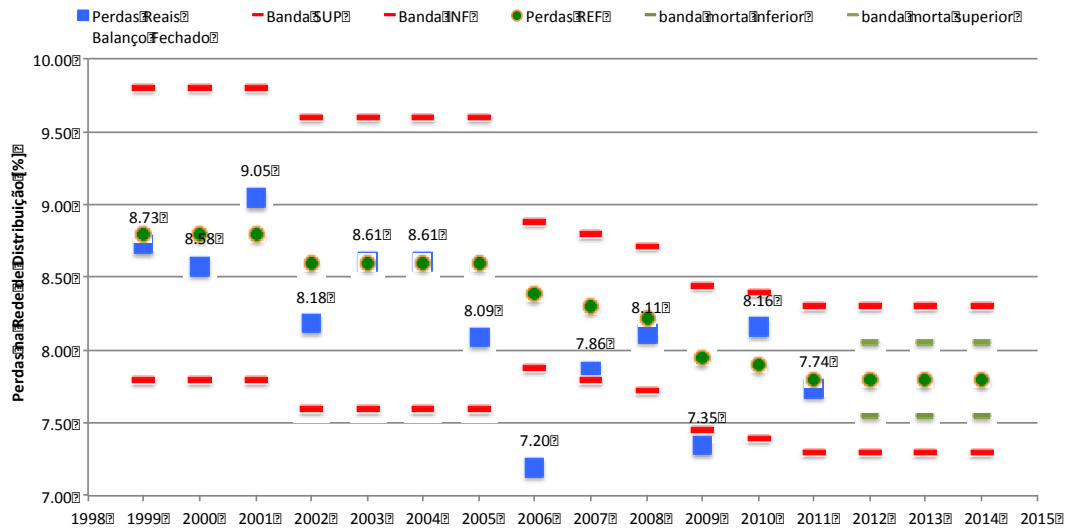



Fig. 3.14: Perdas nas redes de distribuição

Resultados obtidos na qualidade de serviço comercial

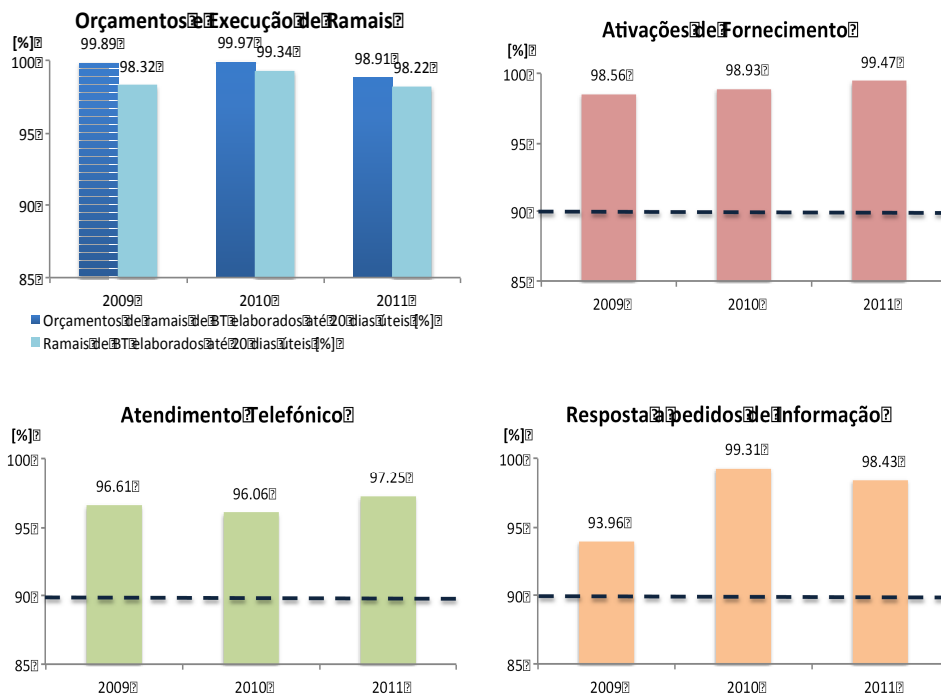



Fig. 3.15: Qualidade de serviço comercial

Relativamente às figuras anteriormente apresentadas, pode afirmar-se que a rede nacional de transporte apresenta bons indicadores de continuidade de serviço; é natural, atendendo à exigência de redundância dos elementos da rede.

Referentes às redes de distribuição, as evoluções dos indicadores, apresentados nas figuras anteriores, ilustram que tem havido ganhos significativos na última década. No entanto, as evoluções apresentam tendências que, no futuro, devido a comparações internacionais, há que forçar a baixar.

A apresentação da figura relativa às perdas nas redes de distribuição deve-se à falta de estatística sobre quedas de tensão. Uma redução das perdas tem, naturalmente, implicações na qualidade de serviço. Valores da tensão inferiores ou superiores aos limites estabelecidos pela norma não são admissíveis. Tal ocorre na baixa tensão quando as perdas na rede são significativas. A situação de valores elevados da tensão pode ocorrer com a geração de energia na rede de baixa tensão.

Os resultados obtidos na qualidade de serviço comercial, ilustrados nas figuras anteriores mostram a empresa regulada tem cumprido eficazmente os padrões estabelecidos.

3.5 COORDENAÇÃO GLOBAL DO SISTEMA

3.5.1 Objetivos e funções desempenhadas

A atividade designada por Coordenação ou Gestão Global do Sistema corresponde à coordenação técnica do sistema elétrico. Nos custos desta atividade são, também, incluídos os correspondentes à Entidade Reguladora e os que resultam de políticas energética, ambiental e de interesse económico geral que incidam, particularmente, na entidade concessionária da RNT e que devam ser repartidos.

O nível da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), afeto à atividade Gestão Global do Sistema, é estabelecido por encargos suportados pela entidade concessionária da RNT. Estes correspondem a atividades técnicas, comerciais e regulatórias cujos resultados são partilhados por todos os agentes intervenientes no sistema elétrico.

A legislação portuguesa define, ainda, como encargos da UGS os decorrentes de políticas energética, ambiental ou de interesse económico geral com reflexos nas tarifas do setor elétrico, as quais são estabelecidas pelo Governo.

3.5.2 Gestão técnica do sistema elétrico

Para que o transporte de energia elétrica, da produção até à distribuição, se realize em condições de segurança, estabilidade e qualidade de serviço é necessário que o operador de sistema, responsável pela gestão técnica do sistema, tenha disponível um conjunto de instrumentos designados por

serviços de sistema. Estes derivam, fundamentalmente, de a todo o instante ser necessário manter o equilíbrio entre a produção e o consumo no sistema elétrico.

Refira-se que a gestão técnica do sistema elétrico em meios humanos e materiais é, também, uma peça fundamental para a manutenção da operação do sistema.

A gestão técnica do sistema e os serviços de sistema efetivam o sistema elétrico integrado. Este apresenta vantagens indiscutíveis face às pequenas redes isoladas. Deste modo, os encargos com a integração são largamente compensados com as economias que ela proporciona.

Atendendo às aleatoriedades do consumo e da produção, a função que coordena o sistema elétrico, operador ou gestor do sistema, deve dispor, qual "chefe de orquestra", dos meios necessários para o ajustamento do balanço energético referido. Devido à velocidade requerida para a atuação de certos serviços de sistema, a sua ação é automática, o que não retira a responsabilidade ao operador do sistema no estabelecimento e na verificação dos parâmetros que condicionam a operação de tais serviços. A responsabilidade do operador do sistema limita-se à sua zona de atuação, mas deve atender à natureza interligada do sistema elétrico europeu no qual está inserido o sistema elétrico português. Nestas condições assume, também, responsabilidades perante os restantes gestores de sistema pertencentes ao sistema elétrico interligado.

Naturalmente que a segurança, estabilidade e qualidade de serviço interessa a todos os intervenientes no setor elétricos, consumidores, distribuidores, transporte com a função de gestão técnica do sistema e produtores. O objetivo final é satisfazer o consumidor com determinados padrões de qualidade de serviço e cuja responsabilidade na MAT é assumida pela função de gestor do sistema. No entanto a segurança, estabilidade e qualidade de serviço é, também, uma condição necessária para a manutenção em paralelo dos centros electroprodutores.

Consideremos a variável frequência, cujo valor instantâneo traduz o fiel do balanço entre a produção e o consumo de energia elétrica. A sua evolução em torno do 50 Hz é caracterizada por desvios de reduzido valor Esta gama limitada é mais do que uma exigência da maioria dos consumidores, ela é sobretudo uma necessidade do funcionamento em paralelo dos grupos electroprodutores e em particular da interligação do sistema elétrico português com o restante sistema europeu.

Deve reconhecer-se que a segurança, estabilidade e qualidade de serviço permite o funcionamento em paralelo dos diferentes centros de produção e, neste, sentido, pelas economias que proporciona, diz respeito, igualmente, aos consumidores.

Todos os operadores do sistema elétrico devem participar neste trabalho coletivo de manutenção da operação, quer descentralizadamente quer na gestão global através do operador do sistema. É neste espírito que se baseiam as regras relativas às regulações primária e secundária estabelecidas pela UCTE para controlo da frequência do sistema elétrico europeu ao qual Portugal pertence.

Ocorrendo um desequilíbrio no balanço produção *versus* consumo de uma dada zona de regulação, a frequência será perturbada e/ ou haverá desajustes nos fluxos acordados nas fronteiras entre sistemas vizinhos confiados a operadores diferentes. Nestas condições deverá acontecer uma participação descentralizada e solidária de todas as zonas na regulação primária da frequência (até 30 segundos) e responsabilidade individual da zona perturbadora na regulação secundária (até 15 minutos), de modo a restabelecer as condições prévias à perturbação.

Resumindo, na aleatoriedade do consumo, mas também da produção sujeita a indisponibilidades que podem acontecer em qualquer instante, há que procurar restabelecer a igualdade entre a produção e o consumo. O desequilíbrio do balanço é observável através da frequência. O controlo desta variável exige em cada instante a disponibilidade de potência em reserva, regulações primária e secundária, para compensar as perturbações que possam ocorrer. Este facto obriga a um sobredimensionamento do sistema electroprodutor o qual estabelece uma garantia de funcionamento “obrigatória” a todos os intervenientes no sistema elétrico mas de duração muito limitada, cerca de 15 minutos.

O pagamento dos encargos das regulações primária e secundária dos grupos electroprodutores e de uma forma geral da gestão técnica do sistema constitui a franquia para ser abastecido pelo sistema elétrico.

3.6 COMERCIALIZAÇÃO

Considera-se a atividade de Comercialização num sentido lato, que prevê a inclusão dos seguintes custos: de aquisição de energia elétrica, de importação de energia elétrica; de uso das redes de transporte e de distribuição; da estrutura comercial; de capital, nomeadamente amortizações, encargos financeiros e variações das provisões para cobrança duvidosa; e de gestão da procura.

Este sub capítulo dedica-se sobretudo à função da acima referida estrutura comercial, que inclui a prestação de um vasto leque de serviços, de entre os quais se destacam os seguintes: leitura dos contadores de energia elétrica; faturação; cobrança; gestão de débitos; atendimento presencial e através do atendimento telefónico ou por via e-mail; ações de informação e/ ou divulgação de interesse para os consumidores de energia elétrica; e prestação de serviços previstos nos regulamentos associados ao fornecimento de energia elétrica com sejam a realização de leituras extraordinárias ou a realização de serviços de interrupção ou reposição do fornecimento de energia.

A legislação incumbe ao distribuidor de fornecer o equipamento de obtenção das informações necessárias às faturações a efetuar pelos diferentes agentes implicados, fornecedores de energia e potência, de uso das redes e prestadores de serviços diversos, como garantias de abastecimento e gestão global do sistema, razão porque os encargos de amortização e financiamento deste equipamento não devem estar incluídos na margem de comercialização.

Os custos incluídos na atividade de comercialização, em sentido lato, podem ser repartidos nas duas categorias seguintes: custos de aquisição de energia e serviços, nomeadamente de distribuição e de transporte, necessários para que no âmbito da atividade de comercialização os comercializadores procedam à venda de energia aos seus clientes ("custos de montante"); e custos de estrutura comercial dos comercializadores de energia elétrica e investimentos em projetos de gestão da procura, incluídos na margem comercial.

Em Portugal, análise dos dados disponíveis em 1998, relativamente aos custos totais relativos ao período de 1990 – 1997, conduziu à conclusão que a margem de comercialização depende fundamentalmente do montante de energia fornecida e do número de clientes das empresas de distribuição, As análises efetuadas permitiram igualmente concluir que a margem de comercialização é mais afetada pelo número de clientes do que pela energia fornecida.

4 GARANTIA DE ABASTECIMENTO

4.1 INTRODUÇÃO

Hoje na Europa, a segurança energética constitui um dos três pilares da política energética, a par com a sustentabilidade e competitividade. A introdução de concorrência nos vários vetores energéticos pode proporcionar preços de energia mais competitivos e eficientes a par com condições comerciais mais favoráveis para os consumidores. A prossecução deste objetivo não pode ignorar a necessidade das várias opções, por um lado, serem sustentáveis assegurando-se um desenvolvimento limpo e, por outro, contribuírem para a segurança do fornecimento. A energia é para as sociedades modernas um bem de primeira necessidade. A existência de situações críticas de escassez apresenta custos sociais elevadíssimos muito superiores aos preços da energia nas situações normais de fornecimento. A integração destes dois últimos objetivos nas decisões dos vários agentes permite gerar benefícios no futuro, embora conduza no curto prazo à existência de preços superiores em resultado das restrições que são colocadas à competitividade.

A segurança de abastecimento engloba várias vertentes relacionadas com a eficiência dos investimentos e da operação e manutenção, bem como com a qualidade e garantia do fornecimento de eletricidade ao longo de toda a cadeia de valor. Na medida em que os diferentes agentes intervenientes nos mercados de energia têm diferentes perceções quanto aos riscos ao longo da referida cadeia de valor, é necessário ter uma definição global de segurança de abastecimento, tão concisa quanto possível, de forma a criar uma noção de segurança coerente com os desafios emergentes do desenvolvimento do Mercado Interno de Energia. Em geral pode-se afirmar que a segurança do abastecimento constitui a garantia dos clientes em poder aceder à eletricidade sempre que precisem, com a devida qualidade e a preços adequados.

A liberalização dos mercados veio introduzir alguns desafios importantes. As empresas verticalmente integradas de eletricidade eram tradicionalmente as únicas entidades que asseguravam a segurança do abastecimento. Com a liberalização dos mercados as responsabilidades tradicionalmente atribuídas aos governos e às empresas verticalmente integradas são diluídas pelos agentes de mercado, sendo necessário redefinir os papéis e responsabilidades de cada operador e agente de mercado no que respeita à segurança de abastecimento, de modo a tomar em consideração a estrutura descentralizada dos mercados liberalizados. Apesar dos desafios referidos considera-se que a criação de mercados totalmente liberalizados e competitivos pode constituir uma forma de garantir a segurança de abastecimento aos consumidores no curto, médio e longo prazos, competindo aos reguladores monitorizar o desenvolvimento do mercado, introduzindo eventuais medidas corretivas se necessário.

No âmbito do funcionamento destes mercados, as empresas de transporte e de distribuição, os produtores e os comercializadores de energia, bem como a Comissão Europeia, os governos e as administrações públicas, as entidades reguladoras e até os próprios consumidores, são todos intervenientes no processo de garantia da segurança de abastecimento. Do ponto de vista organizacional e institucional, verifica se a existência de um padrão comum que pode ser caracterizado do seguinte modo:

- Os governos definem as políticas, os objetivos e os instrumentos relativos à diversificação das fontes de abastecimento de energia primária.

- Os reguladores são responsáveis pela criação de mecanismos apropriados para incentivar, quer investimentos adequados e atempados nas infra estruturas, quer uma utilização mais eficiente das infra-estruturas e dos recursos associados, que garantam a segurança do abastecimento, nomeadamente no tocante à sua continuidade, qualidade e acessibilidade.

- Os operadores de transporte e de distribuição são responsáveis pela segurança técnica do sistema contribuindo para a segurança de abastecimento.

- Os fornecedores ou comercializadores são os agentes que satisfazem as necessidades da procura em capacidade e energia assegurando a segurança do abastecimento.

Assim, considera-se a existência de 4 vetores que contribuem para a promoção da segurança energética: (i) Política energética, (ii) Regulação, (iii) Operação e planeamento das infraestruturas e (iv) Fornecimento ou comercialização.

Em cada um dos vetores referidos identificam-se medidas que contribuem para a segurança de abastecimento, sendo de destacar em particular:

(i) A adoção de modelos legislativos e fiscais estáveis e previsíveis, com reduzidos custos de contexto que contribuam para a criação de mercados competitivos e para o reforço do modelo de "unbundling" de atividades em particular entre as atividades de redes com características de monopólio natural e as atividades de fornecimento / comercialização desenvolvidas em ambiente de mercado.

(ii) A adoção de uma regulação económica independente que: (a) Estabeleça tarifas reguladas com estrutura aderente à estrutura dos custos marginais por forma a, por um lado, fomentar-se a utilização racional da energia e das infraestruturas e, por outro lado, assegurar-se o equilíbrio económico-financeiro dos operadores no pressuposto de uma gestão eficiente, (b) Adote mecanismos de promoção da eficiência energética do lado da procura por forma a serem quebradas um conjunto alargado de barreiras (falta de informação, taxas de descontos individuais muito altas, desalinhamento de interesses, externalidades não refletidas nos preços, entre outras) que dificultam ou impedem a tomada de decisões eficientes por parte dos consumidores, (c) Promova a

transparência através da divulgação de informação e conhecimento sobre os sectores regulados e do envolvimento nos processos de decisão de todos os interessados, em particular os consumidores através de consultas públicas e (d) Contribua para o desenho e conceção de mercados organizados com liquidez e profundidade. Este novo modelo de governação é indispensável em sectores estratégicos com características de monopólios naturais de propriedade privada como são as redes energéticas.

(iii) A operação e planeamento das infraestruturas de forma eficiente e segura, em cooperação com os operadores das redes adjacentes, e transparente com divulgação de toda a informação relevante para efeitos de acesso.

(iv) Ao nível do fornecimento ou comercialização a aplicação de tarifas e preços negociados livremente com os consumidores, não discriminatórias e eficientes com a correspondente transparência na sua publicitação e, por fim, o adequado aprovisionamento de energia através de diversas modalidades contratuais que providenciem o abastecimento no curto, médio e longo prazos.

Em ambiente de planeamento centralizado, a garantia ou segurança de abastecimento é assegurada através de decisão centralizada.

Abandonada a lógica de planeamento centralizado dos centros produtores, a responsabilidade da garantia de potência é, teoricamente, assegurada pelo mercado.

A descentralização no planeamento da produção acentua o problema da garantia de abastecimento em situações críticas de fornecimento do consumo. Esta questão preocupa a Comissão Europeia que, em 2005, adotou uma Diretiva destinada a estabelecer medidas conducentes a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas.

4.2 GARANTIA DE ABASTECIMENTO E INTERRUPTIBILIDADE

A garantia do abastecimento de energia elétrica apresenta uma análise diferenciada em três dimensões complementares e interrelacionadas que são, a segurança, a disponibilidade e a suficiência. Estas dimensões apresentam incidências em períodos temporais distintos, respetivamente no curto prazo, médio prazo e longo prazo.

A segurança refere-se à disponibilidade no curto prazo de capacidade de produção suficiente e à existência de procedimentos de operação adequados para garantir uma operação segura do sistema elétrico. Estes aspetos de curto prazo prendem-se com a otimização dos tempos de resposta da produção, com o controlo de frequência e tensão, com a gestão dos gradientes de subida/descida de carga, com as margens de reserva, etc.

A disponibilidade refere-se à existência de produção no curto e médio prazos, que resulta, em boa medida, da planificação da operação da capacidade já instalada no sistema, como por exemplo as relativas à programação das indisponibilidades dos grupos geradores para efeitos de manutenção ou à conservação de reservas de água ou de energia primária (combustíveis). Esta dimensão tem impacto na garantia do abastecimento do curto ao médio prazo. A suficiência refere-se à existência de suficiente capacidade de produção instalada e/ou prevista instalar para responder aos requisitos da procura no longo prazo.

4.2.1 A segurança de abastecimento (curto prazo)

A segurança é assegurada inicialmente através da imposição de obrigações aos produtores no processo de autorização da instalação dos novos centros electroprodutores, sendo de referir por exemplo a obrigação dos grupos apresentarem regulação de velocidade atendendo a que a prestação da reserva primária é um serviço obrigatório, ou a obrigação de participação nos mercados de serviços de sistema necessários para assegurarem a estabilidade do sector elétrico.

Estes mercados de serviços de sistema são geridos pelo operador de sistema, responsável por assegurar a estabilidade do sistema elétrico. Em cada instante o operador de sistema tem que assegurar o equilíbrio entre a geração e o consumo, mesmo em situações de indisponibilidades fortuitas. Caso tal não aconteça verifica-se uma quebra de tensão e de frequência e o correspondente colapso do sistema elétrico. Para o efeito, o operador de sistema tem que comprar todo um conjunto de serviços, essencialmente do lado da oferta de energia, que asseguram o controlo estável do sistema elétrico, designados por serviços de sistema. Assim, o operador de sistema gere diversos mercados de serviços de sistema como por exemplo os mercados de reserva secundária ou de reserva terciária e os mercados de balanço oferta/consumo. Estes mercados são caracterizados por apresentarem um comprador único, o operador de sistema, e vários vendedores, essencialmente geradores de energia elétrica e eventualmente alguns grandes consumidores com capacidade de interruptibilidade. Nos mercados de reserva contrata-se capacidade de reserva acima da potência definida pelo consumo por forma a assegurar a estabilidade do sistema (balanço instantâneo da produção-consumo) em situações de falha de grupo ou alteração da procura. De igual modo e pelas mesmas razões deve também adquirir-se uma banda de potência para reduções de potência. As reservas de capacidade contratadas transformam-se em energia de balanço ou desvio por forma a assegurar-se em cada instante o equilíbrio entre a produção e o consumo (incluindo as perdas de energia elétrica nas redes).

A segurança no curto prazo é assim assegurada pelo operador de sistema e pelos agentes ofertantes nos mercados de serviços de sistema por ele geridos.

4.2.2 A disponibilidade de abastecimento (curto a médio prazo)

A disponibilidade de capacidade de produção no curto a médio prazo é conseguida através de um planeamento adequado dos meios de produção disponíveis. Tradicionalmente esta tarefa era desenvolvida pela empresa verticalmente integrada que planeava a operação dos seus centros electroprodutores por forma a assegurar a existência de meios de produção suficientes no curto e médio prazo. O despacho dos vários grupos geradores era decidido de forma centralizada, procurando-se otimizar o funcionamento dos centros electroprodutores disponíveis, por forma a minimizarem-se os custos totais de produção.

Na atual situação em que o sector elétrico foi verticalmente desintegrado esta tarefa exige uma maior coordenação entre os diversos agentes, operador de sistema, produtores e comercializadores/consumidores. Tendo em consideração que a atividade de produção é desenvolvida em ambiente de mercado, ou seja a decisão de estar disponível e de produzir energia elétrica é tomada de forma descentralizada por cada produtor, torna-se necessária a existência de diversos mercados que permitam o despacho descentralizado dos diversos grupos geradores no curto prazo. Para o efeito existem mercados de energia elétrica diários em que os produtores oferecem para cada hora energia e os compradores fazem ofertas de compra. O preço da energia elétrica em cada hora é definido pelo encontro das ofertas de venda e de compra. Assim o despacho dos centros electroprodutores em cada hora é efetuado no mercado. Estes mercados diários apresentam várias sessões intradiárias – mercados intradiários – por forma a ser permitida a troca de posições assumidas nas sessões anteriores em resultado por exemplo de indisponibilidades fortuitas ou outras. A partir da última sessão intradiária as posições ficam fechadas e o operador de sistema efetua o despacho das centrais de acordo com a ordem de mérito determinada de forma descentralizada pelo mercado.

O despacho e planeamento de operação das centrais do curto ao médio prazo é orientado por mercados a prazo. Nestes mercados a energia elétrica é transacionada para períodos temporais futuros mais alargados, para uma semana, para um mês, para um trimestre, para um semestre e para um ano. São transacionados vários tipos de produtos de energia (de base, de fora de vazio e de ponta). O preço da energia para cada um dos períodos referidos e produtos é, à semelhança dos mercados diários, definido através do encontro entre as ofertas de compra e de venda. Assim, para cada um dos produtos especificados o preço da energia elétrica a transacionar pode ser estabelecido com uma antecedência alargada. Estes mercados a prazo permitem gerir as expectativas dos vários produtores orientando o despacho das centrais hidroeléctricas e consequentemente a gestão das reservas de água, a programação de indisponibilidades para efeitos de manutenção dos centros electroprodutores, bem como a gestão das reservas de combustíveis.

A existência de mercados a prazo favorece a transparência e a eficiência na medida em que amplia o tempo de intervenção, aumenta o número de agentes e o número de transações por agente, reduz a

incerteza sobre as quantidades e sobre os preços que vigorarão em futuras ofertas de compra e de venda de energia atenuando a volatilidade dos preços de energia e melhora a possibilidade de antecipação e de adaptação dos agentes presentes. Os mercados a prazo ao permitirem a transferência bem negociada dos riscos de cada atividade contribuem para combater ou reduzir a tendência para a integração vertical do sector elétrico, promovendo a manutenção da separação de atividades fundamental para o aumento da concorrência.

Os mercados diário, intradiários e a prazo são geridos pelos operadores de mercado. No âmbito do mercado ibérico de energia elétrica o Operador do Mercado Ibérico (OMI) é responsável pela gestão destes mercados de energia elétrica.

Simultaneamente com os mercados de energia elétrica organizados referidos anteriormente, coexistem trocas comerciais bilaterais de energia elétrica entre produtores e comercializadores/consumidores. Os preços acordados neste mercado não organizado (OTC, Over Trade Counter) são negociados livremente entre as partes.

Todos os contratos bilaterais celebrados assim como as ofertas de venda de energia contratadas nos mercados organizados são mandatoriamente conhecidas pelo operador de sistema que em cada hora dá instruções de despacho às várias centrais encontradas no mercado. O não cumprimento por parte dos produtores e comercializadores/consumidores das intenções declaradas origina desvios de energia calculados em cada hora que são sujeitos ao pagamento de penalidades. A existência destes mercados organizados (diário, intradiários e a prazo) e OTC não dispensa a necessidade dos mercados de reservas e balanço referidos anteriormente. Os primeiros servem para determinar de forma descentralizada as intenções de produção e de compra, enquanto que os segundos servem para assegurar a controlabilidade do sistema elétrico.

A existência de mercados de energia elétrica com profundidade e liquidez são o instrumento fundamental para assegurar a disponibilidade do abastecimento de energia elétrica pelos meios de produção existentes no curto e médio prazos. Os mercados diários e intradiários de energia possibilitam o despacho descentralizado dos centros electroprodutores, enquanto os mercados a prazo, para além de contribuírem para o aumento da eficiência do referido despacho descentralizado, permitem o planeamento descentralizado da sua exploração.

4.2.3 A suficiência de abastecimento (longo prazo)

A suficiência de capacidade de produção do médio ao longo prazo é assegurada através da realização de novos investimentos em meios de produção. A atração de investimento em novos meios de produção é influenciada positivamente pela adoção de um conjunto vasto de medidas, nomeadamente através da: consideração de processos de autorização para a instalação de nova capacidade de geração simples e transparentes, eliminação de barreiras à entrada de novos agentes, existência de um quadro legislativo e regulamentar estável e previsível, existência de mercados

organizados de energia elétrica com profundidade e liquidez, existência de preços de eletricidade e de tarifas reguladas transparentes e adequados, existência de consistência entre as políticas energética e ambiental, entre outras.

4.2.4 A adequação do sistema elétrico

Em ambiente de planeamento centralizado, a garantia ou segurança de abastecimento é, normalmente, assegurada através de decisão centralizada, da manutenção programada e do potencial sobreinvestimento. Este último pode estabelecer uma margem de segurança confortável entre a potência disponível e a potência de ponta expectável. Naturalmente, quanto mais segura for a situação, mais cara ela é. Fazer recair sobre os consumidores os custos dos potenciais sobreinvestimentos é uma das principais críticas que se faz à regulação com planeamento centralizado. No entanto, a diminuição do risco do produtor deve traduzir-se numa diminuição da sua taxa de remuneração, como foi referido em 3.2.6.2.

Abandonada a lógica de planeamento centralizado dos centros produtores, a responsabilidade da garantia de potência é, teoricamente, assegurada pelo mercado. O risco do investimento é assumido diretamente pelo produtor, o que pode conduzir a situações de subinvestimento e, consequentemente, potenciais situações críticas do ponto de vista da garantia de abastecimento.

O problema da garantia de abastecimento, referido no último parágrafo, foi sentido pela Comissão Europeia que, em 2005, adotou uma Diretiva[44] destinada a estabelecer medidas conducentes a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas. A Diretiva procura garantir:

1) Adequado nível de capacidade de produção (objetivo de longo prazo).

2) Balanços de potência equilibrados em diferentes escalas de tempo (objetivo operacional).

3) Adequado nível de interligação entre os estados membros.

A Diretiva requer a elaboração de um relatório sobre a segurança de abastecimento com uma escala de tempo de 15 anos. A elaboração do referido relatório é da responsabilidade do Operador do Sistema de Transporte (TSO: Transmission System Operator) que o deve submeter às Entidades de Regulação.

[44] DIRETIVA 2005/89/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO de 18 de janeiro de 2006 relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infraestruturas.

A metodologia para a análise da garantia de abastecimento e elaboração do respetivo relatório encontra-se descrita no documento “System Adequacy Forecast 2008 – 2020” da UCTE[45]. É sobre este documento que se baseia a nossa apresentação.

A adequação do sistema mede a capacidade do sistema elétrico em satisfazer o consumo em todos os estados estacionários em que ele possa funcionar em condições normais. Em particular, é importante definir ainda a adequação do sistema de produção. Este último indicador analisa a capacidade dos ativos de produção na satisfação da ponta, tendo em conta as incertezas que caracterizam a disponibilidade da produção e que afetam o consumo.

As incertezas resultam das saídas de serviço não planeadas, da disponibilidade ou não das fontes primárias e das condições climatéricas (temperatura, vento, hidraulicidade).

A monitorização eficiente da adequação do sistema elétrico, por exemplo, nacional ou europeu, é um pré requisito para a garantia de abastecimento. A monitorização é realizada com a elaboração das previsões da produção e do consumo.

A **Previsão da Produção** é obtida através da elaboração de dois cenários que reflitam as incertezas sobre a futura capacidade de produção:

Cenário conservativo (A)

Hipóteses: considerar os novos projetos de produção e os decomissionamentos que podem ser considerados seguros.

Objetivo: alertar para potenciais desequilíbrios sem ter em conta novas decisões de investimentos.

Cenário da melhor estimativa (B)

Hipóteses: considerar novos desenvolvimentos de produção, expectáveis a partir de planos nacionais de produção ou que resultam de Diretivas europeias.

Objetivo: estimar o possível desenvolvimento de futuros meios de produção induzidos por sinais de mercado ou por adequados incentivos ao investimento.

A **Previsão do Consumo** é realizada, nomeadamente, nas seguintes condições.

Três instantes de referência: 3ª Quarta-Feira de janeiro às 11 horas, 3ª Quarta-Feira de janeiro às 19 horas e 3ª Quarta-Feira de julho às 11 horas.

O consumo é estimado em condições climatéricas normais.

[45] UCTE: Union for the coordination of transmission of electricity. A UCTE é a organização dos operadores das redes de transporte (TSO) da Europa Continental.

Tendo em conta as previsões efetuadas, é utilizado um algoritmo de 4 passos, proposto pela UCTE, para calcular a adequação do sistema elétrico, nomeadamente, a adequação da produção.

1º Passo

Realiza o cálculo da produção disponível segura num dado instante de referência, tendo em conta a capacidade não disponível.

Capacidade de Produção Líquida (CPL)

- (Capacidade não Usada + Reparações + Saídas de Serviço + Reservas)

= Capacidade Disponível Segura (CDS)

A estimativa da Capacidade Disponível Segura (CDS) é realizada com uma probabilidade razoável de modo a ter em conta as reparações previstas, o nível médio das saídas forçadas e as condições climatéricas mais prováveis.

2º Passo

Cálculo da produção disponível segura que excede o consumo esperado num dado instante de referência.

Capacidade Disponível Segura (CDS)

- (Consumo no Instante de Referência - Demand Side Management (DSM))

= Capacidade Remanescente (CR)

A parcela DSM (Demand Side Management) quantifica as atuações sobre o consumo, por exemplo, as reduções consumo, interruptibilidades nos instantes de referência, isto é nas situações de pontas.

3º Passo

Definição de um nível indicativo de capacidade residual, considerado como suficiente para prever a garantia de abastecimento.

Potência Disponível para a Ponta – Consumo no Instante de Referência

+ 10% da Capacidade de Produção Líquida

= Margem de Referência Adequada (MRA)

4º Passo

A Capacidade Remanescente (CR) deve ser maior que a Margem de Referência Adequada (MRA) de modo a assegurar a garantia de abastecimento. Estabelecem-se as seguintes condições gerais:

Se $CR \geq MRA$ então existe produção disponível para a exportação na maior parte do tempo.

Se $CR < MRA$ então o sistema provavelmente necessita de importações em condições severas.

A Fig. 4.1 ilustra graficamente o balanço das potências que intervêm no estabelecimento da garantia de potência nos instantes pré definidos, situações de ponta.

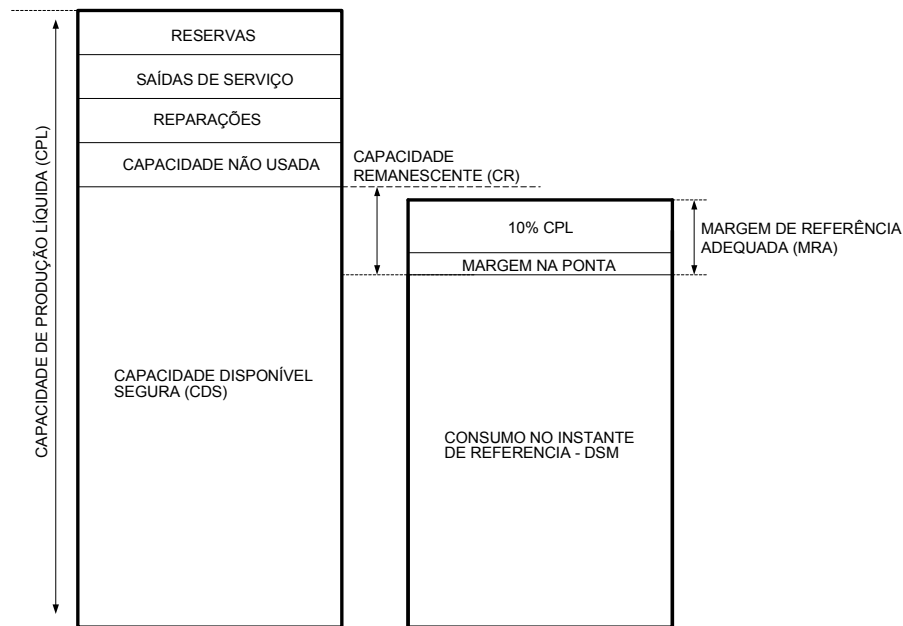



Fig.4.1 Potências usadas no algoritmo da garantia de abastecimento

Esta análise adapta-se mal a sistemas não predominantemente térmicos, isto é, com importantes componentes hidroelétrica ou eólica, como se ilustra a seguir.

4.2.5 Balanço de potência na situação de grande variabilidade da potência disponível

Como se viu no ponto anterior, para assegurar a garantia de abastecimento, o determinante é o balanço de potências nos instantes de referência (pontas). No sistema elétrico português, as

condições de hidraulicidade variam significativamente ao longo do ano e de ano para ano[46]. É, também, por este facto que a UCTE recomenda para Portugal que se utilize o valor de 10% da Capacidade de Produção Líquida (CPL) no estabelecimento da Margem de Referência Adequada (MRA).

Para ilustrar o balanço de potência, apresenta-se na Figura 4.2 o diagrama de carga isto é, a evolução do consumo português de eletricidade ao longo das 24 horas, referente, ao dia 23 de janeiro de 2002.

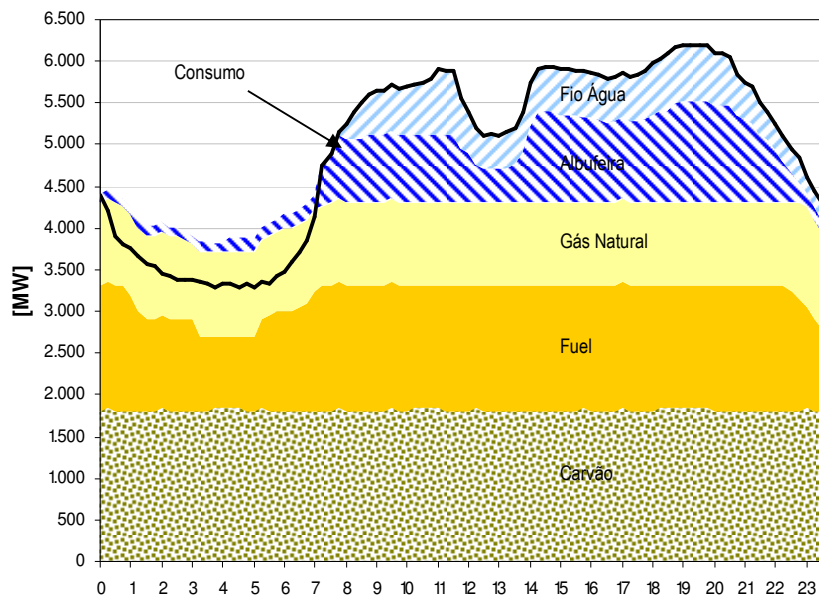



Fig. 4.2: Diagrama de carga diário de janeiro 2002 (Ano seco) [REN]

Em janeiro de 2002, perante uma situação de inverno seco, as centrais térmicas (carvão, gás natural e fuelóleo) estavam a trabalhar a pleno. Durante o vazio, quando o consumo é menor, foram as centrais a fuelóleo que adaptaram a sua produção. É interessante salientar que, no intervalo de tempo em causa, a produção era superior ao consumo; a diferença estava a ser consumida em certos aproveitamentos hidroelétricos reversíveis que, bombeavam o caudal turbinado para montante, de forma a turbinar esse mesmo caudal uma outra vez. A transferência de água de jusante para montante do aproveitamento hidroelétrico reversível armazena energia, o que permite que ele esteja disponível nas horas de maior consumo.

Durante as horas de cheia e ponta, para além das centrais térmicas, entraram em funcionamento os aproveitamentos hidroelétricos. Fora dos períodos de grandes afluências, os de fio de água (Douro e

[46] Ao longo dos anos, a energia eólica produzida é mais regular que a energia hídrica. Apesar deste facto, a hidroeletricidade contribui, em Portugal, de forma decisiva no balanço de potências, devido ao armazenamento nas albufeiras situadas em Portugal e em Espanha.

Tejo, mas em particular o Douro) têm capacidade de armazenamento de algumas horas, o que permite transferir a sua entrada em funcionamento para as horas de maior potência solicitada. É de salientar que as cascatas dos aproveitamentos hidroelétricos no Douro e no Tejo dependem das afluências vindas de Espanha, onde se encontram as grandes barragens de armazenamento. As centrais hidroelétricas de albufeira que se situam em Portugal permitem o ajuste final entre a produção e o consumo.

No sistema electroprodutor português, a componente hidroelétrica da potência instalada tem ainda um valor elevado e o regime hidrológico é altamente variável. Estes factos conduzem a que o valor da água para produzir $1\ \mathrm{kWh}$ varie ao longo do ano e de acordo com a hidraulicidade.

Situação muito diferente aconteceu em janeiro de 2001, Figura 4.3.

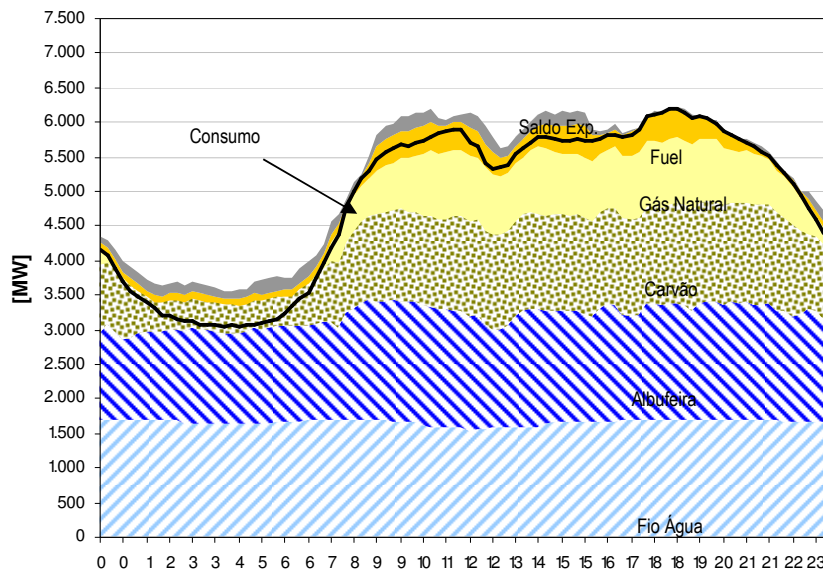



Fig. 4.3: Diagrama de consumo diário de janeiro 2001 (Ano húmido) [REN]

Devido à situação caracterizada por grandes afluências, a hidroeletricidade foi colocada na base do diagrama de cargas e, nas horas de ponta, o ajuste foi efetuado pelas centrais térmicas. Na situação de vazio todo o consumo foi praticamente satisfeito a partir de hidroeletricidade.

A ilustração do conceito do balanço de potência através da apresentação de dois diagramas de carga onde se verificaram grandes consumos mostra que, no sistema elétrico português, aliás, como no espanhol, a margem de reserva não era elevada em períodos de estiagem prolongada. Surpreendentemente, situação semelhante pode acontecer, embora raramente, com o fenómeno designado por “afogamento do Douro”, no qual as centrais colocadas ao longo deste rio deixam de ter capacidade de produzir energia elétrica quando se verificam caudais elevadíssimos, anulando as alturas de queda entre centrais.

Um outro aspeto a referir é o de que as centrais devem estar disponíveis para produzir nas épocas do ano de maior consumo. Assim, a gestão da água armazenada nas albufeiras e a manutenção das diferentes centrais deve ser programada de modo a satisfazer os consumos nos períodos críticos. A valia da energia elétrica gerada por um centro produtor depende da disponibilidade deste para ser despachado nos períodos críticos.

(20 janeiro 2010) (27 janeiro 2010)

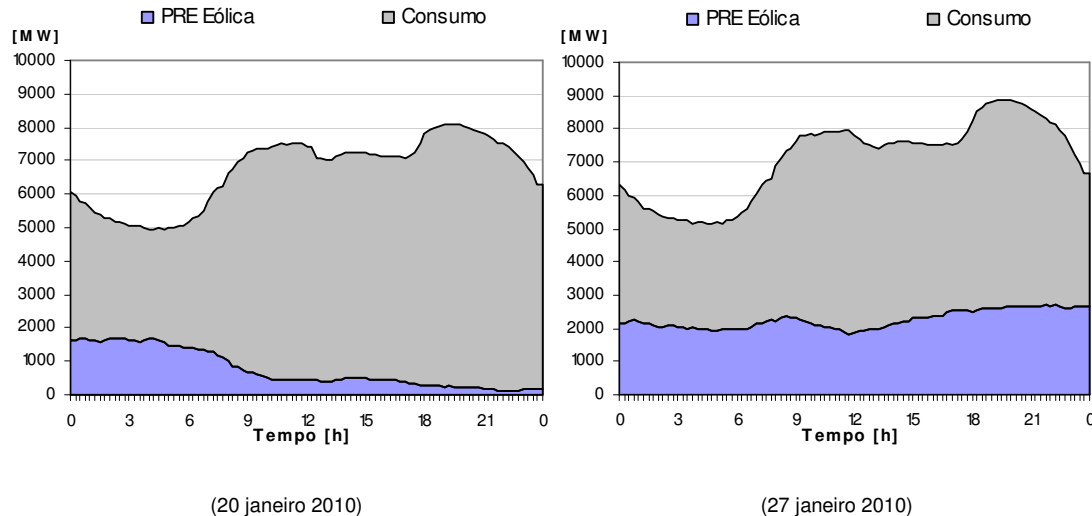



Fig. 4.4: Diagrama de consumo diário com explicitação da produção de Eólica [REN]

Como já se referiu, a energia eólica produzida anualmente é menos volátil que a energia hidroelétrica. No entanto, a potência eólica disponível ao longo de um dado dia é muito mais volátil, o que não permite considerar a sua contribuição para a garantia de potência do sistema.

4.2.6 Interrruptibilidade

É reconhecida a importância da participação do consumo no balanço da potência. Assim, as ações que promovam o alisamento do diagrama de carga modificam a curva monótona apresentada na Fig. 3.2 e esta torna-se menos pontiaguda. Este facto estabelece maiores utilizações das tecnologias de baixos custos variáveis e um menor valor da potência instalada no sistema.

O custo da energia é função da potência solicitada pelo consumo global o que promove a transferência de consumos fora de vazio para o período de vazio. Tal acontece em certos setores industriais, nos quais a redução da fatura energética compensa os custos da transferência da fabricação para o período de vazio. Nos consumidores domésticos, o incentivo económico associado à tarifa bi-horária ou à tarifa tri-horária tem o mesmo objetivo, o alisamento do diagrama de carga.

A faturação separada da potência e da energia foi considerada durante longos anos como uma forma privilegiada de aplanar o diagrama de cargas, sobretudo quando a potência faturada coincidia com a potência tomada nas horas de ponta da rede, incitando a reduzir a procura nestes períodos. Hoje, com a adoção de tarifas ditas em tempo real, permitida pela evolução tecnológica dos sistemas de

medição e contagem, em que o preço da energia varia de hora para hora e reflete o custo variável da central marginal, é a diferença de preço de hora para hora que incita a reduzir os consumos das horas de ponta transferindo-os para as horas de vazio.

A situação mais bem sucedida de aplanar o diagrama de carga é o caso francês, através do incentivo ao aquecimento elétrico noturno dos consumidores domésticos. A Fig. 4.5 mostra os diagramas de carga de Portugal, Espanha e França no dia de maior consumo; de modo a estabelecer a comparação entre os três países, os valores reais do consumo são divididos pelos respetivos valores mínimos. Outra forma expressiva de refletir o sucesso desta operação de aplanamento do diagrama é referir a utilização anual da ponta, que permite comparações fáceis entre países e, dentro de cada rede, de ano para ano.

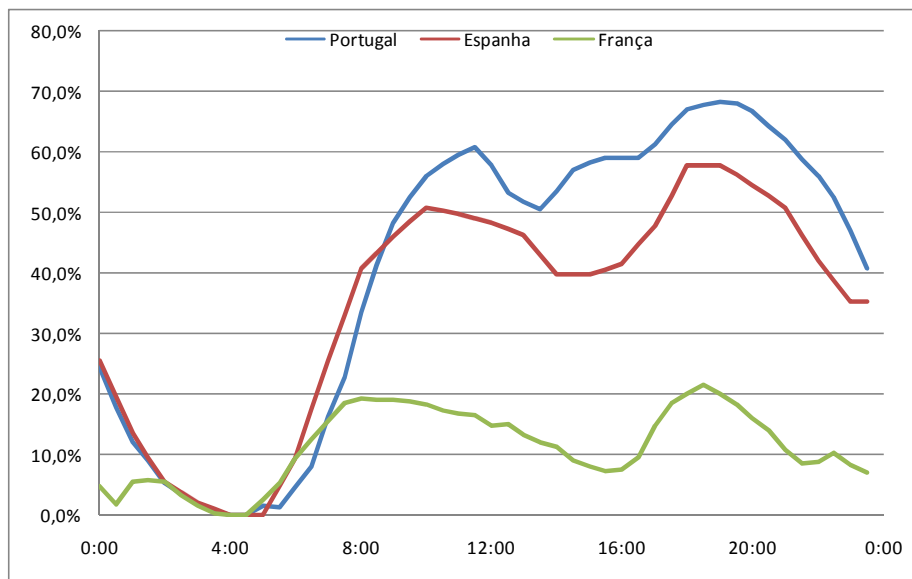



Fig. 4.5: Diagramas de carga no dia de maior consumo normalizados à potência mínima

Teoricamente, os consumidores aceitam limitar o seu consumo quando o custo da energia elétrica é superior ao valor a que eles a valorizam. O conceito de custo da energia não fornecida, abordado no final do ponto 3.2.3.2 e no ponto 4.3, deve transmitir a valorização da energia em situações de escassez de potência. Quando ocorrem interrupções de fornecimento, todos os consumidores sofrem acréscimos de preço, eventualmente substituídos por prémios de garantia pré-pagos.

A interruptibilidade, isto é, a interrupção do consumo em situações críticas de escassez de potência, é uma outra forma do consumo participar no balanço de potência. Atualmente, em Portugal, a interruptibilidade só é aplicada a grandes consumidores por facilidade de comunicação com o Operador do Sistema.

Os vários níveis de programação da gestão técnica do sistema electroprodutor têm de cobrir horizontes em a que a incerteza relativa às várias variáveis exógenas que delimitam a operação do sistema (caudais afluentes, potência disponível nos vários grupos produtores, cargas de consumo, etc.) é bastante elevada, o que obriga o operador de sistema a contratar meios de produção de reserva para corrigir, na sua área de controlo, os inevitáveis desvios entre valores programados e ocorridos, quer de produção, quer de consumo.

Utilizando como critério o tempo de disponibilização dessa reserva é possível classificá-la em três escalões:

- Primária: tempo de atuação inferior a 15 segundos
- Secundária: tempo de atuação de 15 segundos a 15 minutos
- Terciária: tempo de atuação superior a 15 minutos

Os tempos necessários à atuação das reservas primária e secundária obrigam a que esta seja normalmente constituída por potência, não mobilizada, de grupos que se encontram já em serviço, reserva que se designa por "girante".

Os incidentes de quebra acentuada do equilíbrio produção-consumo têm sempre repercussões nas redes interligadas de países vizinhos, pelo que a UCTE ("Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity[47]", organização que, nos últimos 50 anos, tem coordenado e normalizado aspetos técnicos relativos à operação das redes elétricas europeias sincronamente interligadas), estabelece algumas regras relativas a várias características do controlo dinâmico das redes europeias interligadas, estabelecendo que a reserva "girante" deverá ser, no mínimo, o valor da potência do maior grupo térmico em serviço, reserva que, uma vez mobilizada, deverá ser reposta num tempo da ordem dos cinco minutos.

Esta reserva rápida de "5 minutos" é normalmente conseguida à custa de grupos hídricos ou de grupos térmicos de turbinas a gás, em ciclo simples.

Em ambiente de mercado pode verificar-se que em alguns casos pode ter mais sentido atuar do lado da procura como forma de otimizar o funcionamento do sistema. Podem existir consumidores cuja perceção do valor da energia elétrica que estão dispostos a "não consumir" em determinado período de tempo seja inferior ao custo da obtenção dessa energia nesse período. Neste contexto, poderão estar criadas as condições para estabelecer um acordo entre o consumidor e o gestor do sistema,

[47] Atualmente, todas as tarefas operacionais da UCTE estão transferidas para o ENTSO-E "European Network of Transmission System Operators for Electricity", entidade criada pelo terceiro pacote legislativo do mercado interno de energia que integra os operadores de transporte europeus.

com vantagens mútuas, nomeadamente mediante a celebração mecanismos de interrupção voluntária de consumos, que são acordados nos denominados “contratos de interruptibilidade”.

Sendo múltiplas as razões que podem levar ao desequilíbrio entre produção e consumo, são também diversas as caracterizações dos problemas e distintas as suas soluções. Neste contexto é possível definir diversos tipos de contrato de interruptibilidade de acordo com a forma do diagrama de cargas nacional, designadamente, interruptibilidade em horas de ponta, em horas cheias e eventualmente em horas de vazio. Estes contratos de interruptibilidade permitem suprir situações sustentadas e previsíveis de carência absoluta de energia nos períodos horários referidos mediante solicitação de interrupção pelo operador de sistema com antecedências pré definidas para cada uma das tipologias contratadas.

Por outro lado, a inevitável ocorrência de avarias inesperadas nos centros electroprodutores pode conduzir a situações de emergência em que a celeridade de atuação é determinante. Nestes casos poderá fazer sentido atuar mecanismos de interruptibilidade rápida, com carácter de emergência, tendente à reposição da reserva girante com tempos de resposta da ordem dos 5 minutos. Nestas situações o corte das cargas deverá ser efetuado de forma automática pelo operador de sistema.

Os consumidores que tenham celebrado contratos de interruptibilidade têm direito a receber um prémio anual determinado pelo produto da potência interruptível oferecida ao operador de sistema pelo prémio unitário da interruptibilidade em €/MW.

O prémio unitário da interruptibilidade poderá ser definido em regime de mercado devendo para tal o operador de sistema selecionar as ofertas de potência interruptível com prémios mais baixos que satisfaçam os valores totais de potência interruptível necessários em cada tipologia.

Os prémios unitários de potência interruptível poderão em alternativa ser definidos regulamentarmente devendo neste caso estar indexados à anuidade do meio de produção substituído. Tratando-se de situações críticas de abastecimento de duração muito limitada o meio de produção será o de custos fixos mais baixos ou seja a turbina a gás de ciclo simples. Assim é aconselhável que o prémio unitário anual a pagar aos consumidores interruptíveis seja proporcional à anuidade das turbinas a gás de ciclo simples sendo razoável limitar esta constante de proporcionalidade à unidade.

Em sistemas que prevejam o pagamento de prémios de garantia de potência aos centros electroprodutores, nos termos apresentados no ponto seguinte, importa assegurar consistência entre os valores dos prémios unitários de interruptibilidade e de garantia de potência.

Adicionalmente nas situações de interrupção os consumidores têm direito a receber o valor da energia não consumida pelo preço de energia registado no mercado diário ou nos mercados de

serviços de sistema, eventualmente limitado ao custo variável de produção de energia por turbinas a gás de ciclo simples.

Para cada tipo de contrato de interruptibilidade os períodos de interrupção devem ser tipificados em termos da sua duração máxima, localização temporal e pré-aviso de interrupção. As tipologias com maior duração de interrupção relativa a cada ordem de interrupção deverão estar associadas a maiores pré-avisos de interrupção. De igual modo deverá ser definido um número máximo anual de interrupções para cada tipologia de interruptibilidade.

A verificação e registo das situações de interrupção deverão ser efetuados através de equipamentos adequados a instalar pelo prestador do serviço de interruptibilidade – o consumidor interruptível - devendo ser dado ao comprador do serviço – o operador de sistema - acesso remoto aos dados registados.

Adicionalmente deverá ser prevista a instalação de equipamento de deslastre frequenciométrico automático nas cargas sujeitas a interrupção. Em situações de colapso do sistema, estas cargas serão as primeiras a ser deslastradas de forma automática.

Por último, o não cumprimento das situações de interrupção por parte do consumidor deverá obrigar à devolução dos prémios de interruptibilidade recebidos e bem como ao eventual pagamento de penalidades por incumprimento ao operador de sistema.

4.2.7 O prémio de garantia de potência

A remuneração total dos custos fixos depende da existência de preços elevados na bolsa de energia, acima dos custos variáveis da central marginal, quando a satisfação da procura não é possível. Num mercado eficiente e em situações em que a procura marginal é satisfeita através de centrais de ponta com os custos variáveis mais elevados, o preço da bolsa de energia será determinado pelos custos variáveis deste tipo de tecnologia, eventualmente, turbinas a gás de ciclo simples (TGCS). A existência de energia não fornecida (ENF) provocará a existência de preços elevados na bolsa de energia determinados pelo valor da energia não fornecida (VENF). O preço VENF corresponde ao valor que os consumidores estão dispostos a pagar por ter um fornecimento de energia elétrica não interruptível, podendo atingir valores de dezenas de vezes superiores aos habitualmente praticados. Teoricamente, os preços da energia nestes períodos críticos são da ordem de grandeza dos prejuízos sofridos pela procura interrompida em consequência da escassez de oferta, por unidade de energia marginalmente não fornecida, e são suficientemente elevados para induzir os investimentos necessários para proporcionar um acréscimo marginal de oferta. Nestas circunstâncias, todos os custos fixos, do sistema electroprodutor que os clientes desejam ter, serão recuperados, uma vez que os preços do mercado em algumas ocasiões podem ser tão elevados como VENF.

Atendendo a que os tempos de resposta do lado da oferta associados à instalação de nova capacidade são muito superiores aos tempos de resposta do lado da procura, é de esperar a ocorrência de períodos críticos de escassez com energia não fornecida nas horas de ponta, de várias semanas em um dado ano, alternando com períodos de vários anos sem problemas de escassez. Um mercado a funcionar nestes moldes onde a procura também reage aos preços, promove o envolvimento da procura na gestão das situações de escassez e permite minimizar os custos de fornecimento considerando uma série temporal de anos, envolvendo quer anos críticos de escassez, quer anos com alguma folga. Os comercializadores/consumidores com reduzida possibilidade de adaptação das quantidades aos preços ou com maior aversão a estas situações extraordinárias de ocorrência incerta e rara de preços elevados, podem, através da celebração de seguros ou da celebração de contratos bilaterais, absorver as oscilações de preços associadas a estes períodos críticos.

Para cada sistema elétrico existe teoricamente um nível adequado de investimento em capacidade de produção e tipo de tecnologia, dependente do valor da energia não fornecida. A determinação, por parte do mercado, deste nível de investimento, apresenta algumas dificuldades, nomeadamente atendendo: ao custo marginal de produção variar de hora para hora, durante o mês e ao longo do ano; à cadeia de valor produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica evidenciar funções custo muito diferenciadas; à existência de externalidades importantes, nomeadamente de natureza ambiental; à existência de restrições de oferta o que torna necessário o cálculo dos preços sombra da energia não fornecida; à indivisibilidade dos investimentos que, em determinadas situações, origina que os custos marginais de longo prazo não coincidam com os de curto prazo; às características estocásticas da procura diária e horária; à existência de fatores exógenos que condicionam fortemente os custos de produção, principalmente os regimes hidrológicos e de vento e os preços futuros da energia primária.

Estas dificuldades, associadas à existência de uma componente hídrica significativa, introduzem um risco elevado de ocorrência de períodos prolongados de escassez, nos quais uma fração significativa da procura poderá não ser satisfeita, mesmo estando disposta a pagar um preço elevado para não ser interrompida. A existência destes períodos de desadaptação da oferta à procura poderá conduzir a uma elevada volatilidade do preço verificado no mercado devido aos tempos de resposta da adequação da oferta de energia à procura, serem muito superiores aos tempos de resposta da adequação da procura ao preço.

Adicionalmente importa reconhecer que nas situações normais de funcionamento em que não se verificam situações de escassez, a segurança de abastecimento é genericamente apercebida pelos consumidores como um recurso inesgotável havendo a tendência para dispensar o seu pagamento. Os comportamentos de “free-riding” são agravados pelo facto da garantia de abastecimento apresentar características de bem público em resultado da sua não excludabilidade. Com efeito nas situações críticas de escassez, a interrupção individual dos consumos, que tenham dispensado o seu

pagamento ainda não é possível, sendo os cortes de fornecimento efetuados por deslastres de cargas generalizados.

A minimização dos riscos referidos pode ser conseguida através da existência de um pagamento regulado de garantia de potência aos produtores em regime ordinário por sua opção. A opção pelo recebimento deste prémio de garantia de abastecimento obriga, por um lado, os produtores a estarem disponíveis nas horas de maior procura e por outro lado, a devolverem o valor recebido pela venda da energia no mercado acima de um valor a definir (Pmax), cujo mínimo será, necessariamente, os custos variáveis da central marginal oferecida. Nestas circunstâncias, a opção por receber o prémio de garantia de abastecimento substitui o recebimento de VENF nas situações criticas de escassez, de ocorrência rara. O valor do prémio deverá ser próximo da integração para uma série alargada de anos, da diferença entre VENF e Pmax nas situações críticas de escassez.

São os períodos de maior procura, onde com maior probabilidade se verificam situações de escassez de oferta e, por consequência, onde os preços de energia elétrica no mercado organizado são mais elevados, que justificam a atribuição de prémios de garantia de potência aos centros electroprodutores incentivando-se a sua disponibilidade nestes períodos e, por conseguinte, fomentando-se a manutenção de reservas de água, stocks de combustível e uma gestão adequada das indisponibilidades. Os centros electroprodutores que tenham optado pelo recebimento do prémio de garantia de potência e que não estejam disponíveis nestes períodos de escassez, estão sujeitos ao pagamento de penalidades, devolvendo o prémio de garantia de potência recebido antecipadamente. O incentivo à disponibilidade depende da amplitude das penalidades a pagar no caso de incumprimentos.

Adicionalmente, a garantia de potência permite incentivar o investimento em capacidade de produção. Para o efeito, poderá ser atribuído um prémio adicional aos novos centros electroprodutores durante um número inicial de anos de funcionamento, por exemplo 7 anos. Novamente, a opção pelo recebimento deste prémio adicional por parte dos novos centros electroprodutores obriga-os a estarem disponíveis nos períodos de maior procura de energia elétrica.

O pagamento da garantia de potência aos centros electroprodutores deve ser efetuado por toda a procura de energia elétrica através de uma tarifa regulada incluída nas tarifas de acesso às redes. Estes pagamentos devem incidir na procura quando esta solicita a geração em maior grau, ou seja, nos períodos de maior consumo. Os períodos tarifários de ponta e, em menor grau, de horas cheias, apresentam maior probabilidade de conter os períodos de maior consumo agregado, em contraste com os períodos de vazio. O pagamento de garantia de potência deve assim incidir no consumo efetuado nestes períodos. Esta opção permite envolver a procura na gestão destes períodos de maior escassez através dos sinais estabelecidos pelos preços. Com efeito, os consumidores que transfiram consumos destes períodos para as horas de vazio contribuem para o aumento da margem de reserva e, portanto, para a redução destas situações de escassez, ficando assim dispensados do pagamento

da garantia de potência. A estrutura destes preços de energia deve ter em conta, em cada período horário (horas de ponta e horas cheias), o diferencial entre o custo marginal de produção[48] e o custo marginal de energia de curto prazo[49].

4.2.8 O prémio de garantia de potência num contexto de integração de mercados

Num mercado regional que compreende sistemas electroprodutores de vários estados importa que a adoção de prémios de garantia de potência seja efetuada de forma harmonizada, caso contrário observar-se-ão distorções de concorrência entre centros electroprodutores localizados em estados diferentes. Esta foi a situação que se verificou entre Espanha e Portugal. Em Espanha existiam pagamentos regulados por garantia de potência de valor substancial para todas as centrais espanholas, não sendo os mesmos aplicados em Portugal para os centros electroprodutores no mercado.

Em 2007 as entidades reguladoras de Portugal (ERSE) e de Espanha (CNE) apresentaram uma proposta de modelo de garantia de potência de âmbito Ibérico.

Com este modelo pretende-se promover a disponibilidade dos centros electroprodutores existentes e bem como a suficiência no abastecimento atraindo investimentos em novas centrais. Desta forma contribui-se para a fiabilidade de abastecimento no curto, médio e longo prazos.

Na proposta dos reguladores considera-se que o modelo proposto deverá apresentar carácter transitório. Nesta fase de liberalização, reconhece-se que os preços formados no mercado “spot” de energia não são provavelmente suficientes para cobrirem a totalidade dos encargos fixos de qualquer central, nomeadamente da parte que iguala os encargos fixos das centrais de último recurso, necessárias para garantir o bom funcionamento do sistema. Esta situação é agravada com a pouca profundidade e liquidez apresentada pelo mercado a prazo. Espera-se que num futuro próximo com o aprofundamento e amadurecimento do mercado liberalizado, a intervenção ao nível da promoção da garantia de abastecimento possa ser dispensada, passando a fiabilidade do abastecimento a ser assegurada integralmente em ambiente de mercado.

Seguidamente apresentam-se três modelos de garantia de abastecimento aplicáveis à realidade Ibérica. O modelo A é um modelo totalmente integrado onde se valoriza essencialmente a segurança de abastecimento do curto ao médio prazo, ou seja, essencialmente a vertente de disponibilidade dos centros electroprodutores existentes. No modelo B assegura-se a inexistência de pagamentos

---

[48] Valor que permite, em termos médios e considerando o número de horas de funcionamento expectável para uma série de anos com diversas condições hidrológicas, eólicas e outro tipo de contingências, recuperar os custos fixos e variáveis da central marginal.

[49] Custo variável da central marginal em cada instante.

cruzados entre Portugal e Espanha harmonizando-se as regras aplicáveis aos prémios de garantia de potência em cada país. Este modelo é próximo do proposto pelas entidades reguladores ERSE e CNE. O modelo C é à semelhança do modelo A, um modelo totalmente integrado, embora neste caso se valorize a ótica de longo prazo associada à vertente de suficiência, ou seja, à necessidade de futuros investimentos em capacidade de geração. O modelo C será, à partida, menos exigente em capacidade das interligações em resultado dos sinais locacionais fornecidos.

Na Figura 4.6 apresenta-se a estrutura das tecnologias de produção de energia elétrica instaladas em Portugal e Espanha a 31 de Dezembro de 2006. A produção ordinária é maioritariamente do tipo térmica utilizando combustíveis fósseis, sendo a tecnologia dominante ciclos combinados a gás natural (CCGN). Em Espanha existem centrais nucleares. Em Portugal investiu-se consideravelmente em centrais hídricas. A produção em regime especial (PRE) é caracterizada por ser de pequena dimensão, utilizar recursos renováveis – eólica, hídrica e solar – ou em alternativa ser produzida através da queima de desperdícios/resíduos solução que permite minorar os impactes ambientais globais – térmica de resíduos sólidos e urbanos, resíduos florestais, biogás e biomassa – e por último de combustíveis fósseis em processos de produção combinada de calor e energia elétrica maximizando-se a eficiência global do processo – térmica de cogeração. Alguma produção em regime especial encontra-se distribuída ao longo das redes, ou seja, encontra-se ligada nos níveis de tensão mais reduzidos e portanto localizada em termos elétricos mais perto dos consumos, contribuindo para a redução das perdas de energia elétrica nas redes. A produção em regime especial apresenta um processo remuneratório especial recebendo para além do preço da energia um prémio ambiental adicional. Verifica-se que neste tipo de produção a produção eólica assume um peso cada vez mais importante.

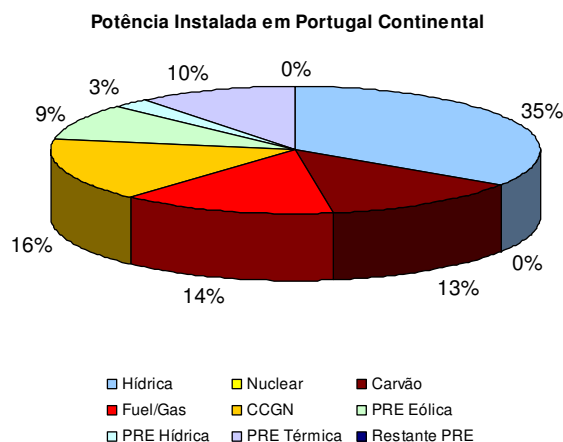
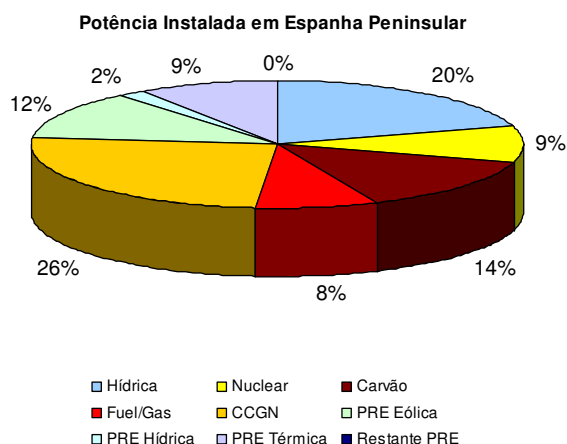



Figura 4.6: Potência instalada no MIBEL a 31 de Dezembro de 2006

Seguidamente apresentam-se algumas propostas de detalhe dos modelos regulados de garantia de abastecimento e os respetivos resultados.

As várias tecnologias contribuem para a segurança de abastecimento de forma diferenciada. Naturalmente que as tecnologias que utilizam recursos renováveis não passíveis de serem armazenados, apresentam menores probabilidades de produção de energia nos períodos de maior procura. Assim, a sua contribuição para a disponibilidade de abastecimento é reduzida resultando uma potência firme muito inferior à potência instalada.

A existência de capacidade de armazenagem, como por exemplo nas centrais hídricas com albufeira e eventualmente com bombagem, permite concentrar a produção de energia elétrica nos períodos de preços mais elevados e portanto nos períodos de maior procura, maximizando-se a valia das centrais. Esta situação permite a obtenção de rácios de potência firme sobre potência instalada superiores, resultando uma maior contribuição para a disponibilidade de abastecimento.

Nas centrais térmicas há um maior controlo ao nível da gestão da energia primária resultando naturalmente maiores contribuições para a disponibilidade de abastecimento.

Na Tabela 4.1 apresenta-se a potência instalada em Portugal e Espanha e a correspondente potência firme considerando factores de disponibilidade típicos.

Tabela 4.1: Potência instalada e potência firme no MIBEL a 31 de Dezembro de 2006

	Potência Instalada [MW]		Factor disponibilidade [%]	Potência Firme [MW]	
	Portugal	Espanha		Portugal	Espanha
Hídrica	4 582	16 657	65%	2 978	10 827
Nuclear		7 716	90%		6 944
Carvão	1 776	11 424	90%	1 598	10 282
Fuel/Gas	1 909	6 647	90%	1 718	5 982
CCGN	2 166	20 887	90%	1 949	18 798
PRE Eólica	1 250	10 000	10%	125	1 000
PRE Hídrica	340	1 649	15%	51	247
PRE Térmica	1 399	7 515	65%	909	4 885
TOTAL	13 422	82 495	-	9 330	58 966

Nota: Os valores da produção em regime especial (PRE) são relativos ao ano de 2005.

Na Tabela 4.2: apresentam-se os rácios de potência firme sobre potência de ponta (máxima potência da procura) e de potência instalada sobre potência de ponta, sendo possível verificar que a margem de reserva em Espanha é muito superior à de Portugal.

Tabela 4.2: Margem de reserva da potência instalada e da potência firme

	Potências [MW]			Rácios de Potência	
	Instalada	Firme	Ponta	Instalada/Ponta	Firme/Ponta
Portugal	13 422	9 330	9 000	1,491	1,037
Espanha	82 495	58 966	43 200	1,910	1,365
MIBEL	95 917	68 295	52 200	1,837	1,308

O prémio anual por potência firme (€/MW) a atribuir aos centros electroprodutores pela prestação da garantia de abastecimento é inversamente proporcional à margem de reserva do sistema, ou seja, com margens de reserva reduzidas o prémio a atribuir deveria ser superior uma vez que a disponibilidade é um bem mais escasso e os novos investimentos são mais necessários.

Os proveitos associados à garantia de abastecimento em cada ano a pagar aos centros electroprodutores são determinados pelo produto da anuidade unitária (€/MW) a atribuir aos centros electroprodutores pela potência firme total disponibilizada.

Para a situação Potência firme/ Potência ponta de 100%, considera-se pagar aos centros electroprodutores um prémio de garantia de potência de 28 K€ / MW. Este prémio corresponde à anuidade de turbinas a gás de ciclo simples de 250 MW com um custo específico de 240 K€ / MW, uma duração de 20 anos e uma taxa de desconto de 10%.

Na Figura 4.7 apresenta-se o esquema de determinação da anuidade a atribuir aos centros electroprodutores pela prestação da garantia de abastecimento em função da correspondente margem de reserva do sistema.

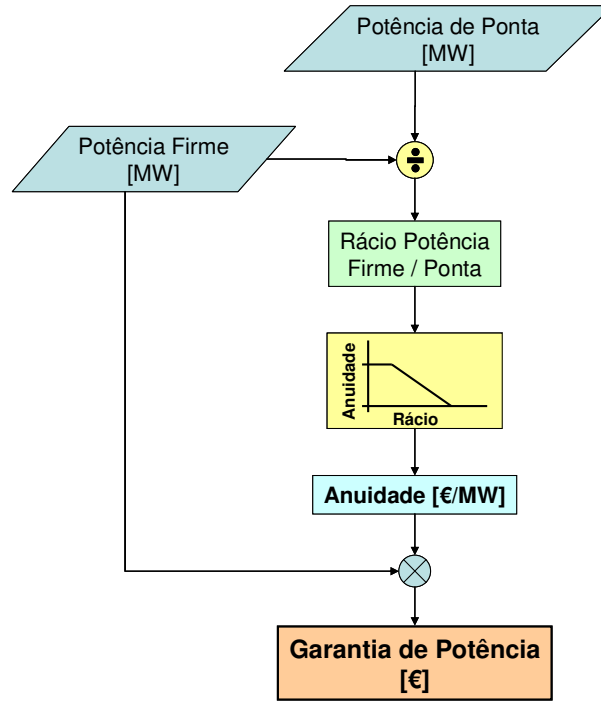



Figura 4.7 – Determinação do prémio de garantia de potência a pagar aos centros electroprodutores pela garantia de abastecimento prestada

Os proveitos da garantia de potência são pagos pelo consumo nas horas de maior procura – horas de ponta e horas cheias – possibilitando-se o seu envolvimento na contribuição para o aumento da margem de reserva pela transferência de consumos destes períodos para os períodos de vazio com a correspondente dispensa do pagamento de garantia de potência. Os preços a aplicar nas horas de ponta e horas cheias são determinados pelas equações seguintes:

$$G_p = W_p x TW_p + W_c x TW_c \tag{4.1}$$

$$TW_p = KxTW \tag{4.2}$$

$$K = \sum_s \sum_{m'} \frac{Cmt_{P_{m's}} - \alpha Cm}{Cmt_{C_{m's}} - \alpha C_m} \tag{4.3}$$

Em que:

G_p Proveitos da garantia de potência pagos aos centros electroprodutores.

TW_p, TW_c Preços da energia em horas de ponta e horas cheias, respetivamente, a

	pagar por toda a procura nesses períodos horários.
W_p, W_c	Energias totais consumidas em horas de ponta e horas cheias, respetivamente.
K	Relação entre os preços de energia em horas de ponta e em horas cheias determinada pela integração do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo variável da central marginal, multiplicado por uma constante α.
$Cmt_{p_{m's}}$, $Cmt_{C_{m's}}$	Custo marginal total de produção em horas de ponta e em horas cheias, respetivamente, para os vários meses, m', de uma série longa de regimes hidrológicos e de vento, s.
Cm	Custo variável da central marginal, tipicamente turbinas a gás de ciclo simples.
α	Constante superior à unidade que determina a profundidade do mecanismo de garantia de abastecimento. Se $\alpha = 1$ todos os custos fixos da central marginal são recuperados pelos pagamentos regulados de garantia de abastecimento. Quanto maior o valor de α, maior será a parcela dos custos fixos a serem recuperados no mercado de energia.

A existência deste mecanismo de garantia de abastecimento deverá ser acompanhada da correspondente limitação dos recebimentos dos centros electroprodutores que opcionalmente o tenham subscrito, nas situações críticas de escassez, ao preço dado por αCm. De igual modo, os centros electroprodutores que não estejam disponíveis nestes períodos críticos, deverão ser sujeitos ao pagamento de penalidades devolvendo o prémio recebido.

Seguidamente, apresentam-se resultados de simulação[50] da aplicação de três modelos distintos ao MIBEL, a saber:

Modelo A: Modelo totalmente integrado em que os proveitos de garantia de potência são determinados em função da margem de reserva ibérica e a sua afetação ao consumo de cada um dos países é feita através da potência de ponta da procura. Neste modelo resulta um prémio de garantia de potência em €/MW idêntico em Portugal e em Espanha recebido pelos centros electroprodutores independentemente da sua localização.

[50] Agradece-se ao Engenheiro Bruno Madeira a preparação dos modelos de simulação.

Modelo B: Modelo sem pagamentos cruzados entre Portugal e Espanha. Os proveitos de garantia de potência são determinados em função da margem de reserva ibérica e a afetação a cada país é efetuada em função da energia consumida. Os proveitos de garantia de potência de cada país são integralmente pagos pela procura aos centros electroprodutores, assegurando-se a inexistência de pagamentos cruzados. Neste modelo, resulta um pagamento por unidade de energia consumida idêntico em Portugal e Espanha. Os prémios de garantia de potência em €/MW recebidos pelos centros electroprodutores de cada país são determinados dividindo a receita recolhida em cada país pela potência firme prestada. Como as margens de reserva são distintas em cada país resultam prémios de garantia de potência também distintos e mais elevados no país com menor margem de reserva.

Modelo C: Modelo totalmente integrado com sinais locacionais ao investimento, diferenciados entre os dois países em função das margens de reserva de cada país. A afetação dos proveitos de garantia de potência ao consumo de cada país é efetuada através da energia consumida. O prémio de garantia de potência é determinado para cada país considerando a respetiva margem de reserva. Como a margem de reserva em Portugal é inferior resulta um prémio de garantia de potência a pagar aos centros electroprodutores localizados em Portugal superior. O montante pago a todos os centros electroprodutores Ibéricos no âmbito do prémio de garantia de potência é perequado por toda a procura ibérica resultando um idêntico pagamento por unidade de energia consumida em Portugal e em Espanha.

Nas simulações efetuadas consideraram-se os seguintes dados e pressupostos: (i) Potência instalada no MIBEL a 31 de Dezembro de 2006 com exceção dos valores de PRE que se referem a 2005, (ii) Valores do lado da procura em potência e energia de 2006, (iii) Para uma margem de reserva (Potência firme / Potência ponta) de 100%, considerou-se o pagamento aos centros electroprodutores de um prémio de 28 K€ / MW, (iv) O máximo prémio pago é majorado a 1,5 vezes o valor da anuidade indicada no ponto anterior, (v) A partir de uma margem de reserva superior a 125% o prémio pago é nulo, (vi) Considera-se que a PRE não recebe qualquer prémio por garantia de potência na medida em que a sua atual remuneração (com preço garantido e obrigação de compra por toda a procura) inclui à partida a atribuição de prémios como incentivo ao investimento e elimina qualquer risco de procura e, por último, (vii) Consideram-se os fatores de disponibilidade por tecnologia apresentados na Tabela 4.1.

Nas Tabelas 3 a 6 apresentam-se, para cada um dos modelos apresentados, os valores da garantia de potência e os prémios atribuídos aos centros electroprodutores por tecnologia e país no MIBEL.

Tabela 4.3: Garantia de potência e prémios atribuídos por tecnologia e país no MIBEL – Modelo A

	Portugal			Espanha			MIBEL		
	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]
Hídrica	23	7 651	4 973	83	7 651	4 973	106	7 651	4 973
Nuclear	-	-	-	53	7 651	6 886	53	7 651	6 886
Carvão	12	7 651	6 886	79	7 651	6 886	91	7 651	6 886
Fuel/Gas	13	7 651	6 886	46	7 651	6 886	59	7 651	6 886
CCGN	15	7 651	6 886	144	7 651	6 886	159	7 651	6 886
TOTAL	63	7 651	6 046	404	7 651	6 382	467	7 651	6 335

Tabela 4.4: Garantia de potência e prémios atribuídos por tecnologia e país no MIBEL – Modelo B

	Portugal			Espanha			MIBEL		
	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]
Hídrica	28	9 258	6 018	80	7 400	4 810	108	7 801	5 070
Nuclear	-	-	-	51	7 400	6 660	51	7 400	6 660
Carvão	15	9 258	8 332	76	7 400	6 660	91	7 650	6 885
Fuel/Gas	16	9 258	8 332	44	7 400	6 660	60	7 814	7 033
CCGN	18	9 258	8 332	139	7 400	6 660	157	7 574	6 817
TOTAL	76	9 258	7 316	391	7 400	6 173	467	7 651	6 335

Tabela 4.5: Garantia de potência e prémios atribuídos por tecnologia e país no MIBEL – Modelo C

	Portugal			Espanha			MIBEL		
	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]	Garantia Potência [M€]	Prémio Potência Firme [€/MW]	Prémio Potência Instalada [€/MW]
Hídrica	122	40 835	26 543	27	2 473	1 607	148	10 749	6 987
Nuclear	0	-	-	17	2 473	2 225	17	2 473	2 225
Carvão	65	40 835	36 751	25	2 473	2 225	91	7 634	6 871
Fuel/Gas	70	40 835	36 751	15	2 473	2 225	85	11 032	9 929
CCGN	80	40 835	36 751	46	2 473	2 225	126	6 077	5 469
TOTAL	337	40 835	32 268	131	2 473	2 063	467	7 651	6 335

Na Tabela 4.6 apresentam-se os valores dos prémios de garantia de potência e os respectivos recebimentos e pagamentos do lado da oferta e da procura para cada um dos modelos.

Tabela 4.6: Prémios de garantia de potência e respetivos recebimentos e pagamentos do lado da oferta e da procura respetivamente

	MODELO A			MODELO B			MODELO C		
	Portugal	Espanha	MIBEL	Portugal	Espanha	MIBEL	Portugal	Espanha	MIBEL
Prémio Potência Firme [€/MW]	7 651	7 651	7 651	9 258	7 400	7 651	40 835	2 473	7 651
Receita Produção [M€]	63	404	467	76	391	467	337	131	467
Pagamentos Consumo [€/MWh]	1,62	1,52	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Pagamentos Consumo [€]	81	387	467	76	391	467	76	391	467

Na Figura 4.8 apresentam-se os fluxos de pagamentos entre o consumo e a produção para cada um dos modelos indicados. De igual modo identificam-se as transferências entre Portugal e Espanha observadas nos modelos totalmente integrados A e C.

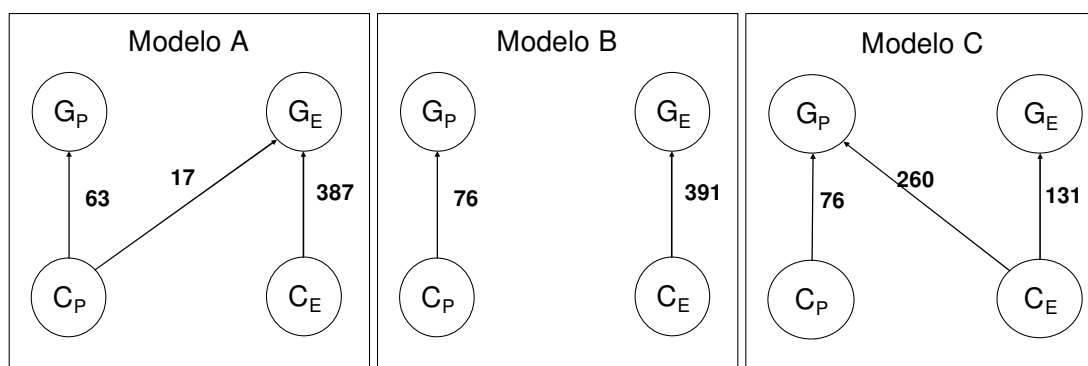



Figura 4.8 – Pagamentos regulados de garantia de potência em Euros

No Modelo A – modelo de garantia de abastecimento totalmente integrado – verificam-se pagamentos de Portugal para Espanha em resultado da maior margem de reserva observada em Espanha e por consequência da garantia de abastecimento, na vertente de disponibilidade, prestada pela geração em Espanha à procura em Portugal. A adoção deste modelo exigiria necessariamente interligações robustas, livres de congestionamentos – situação que não se verifica atualmente – e uma integração forte em termos da gestão do sistema elétrico. A gestão do sistema elétrico em situações de contingência, como por exemplo a conceção de planos de deslastre de cargas ou a definição de instalações prioritárias, entre outras situações, terá que ser efetuada de forma integrada. Dada a criticidade deste problema em termos económicos, sociais e políticos, considera-se também ser fundamental a existência de uma forte integração política para a adoção deste modelo.

No Modelo B não se verificam pagamentos cruzados entre Portugal e Espanha. Os pagamentos por anuidade de energia efetuados pela procura em Portugal e Espanha são idênticos e os recebimentos pelos centros electroprodutores são próximos, evitando-se distorções de concorrência. Em Portugal, onde a margem de reserva é inferior, resultam prémios a atribuir aos centros electroprodutores ligeiramente superiores aos de Espanha o que permite incentivar um pouco mais os novos

investimentos em produção face a Espanha. Este modelo encontra-se bem adaptado a uma situação inicial de integração de mercados ligados com interligações em que se verificam situações de congestionamento e geridos por distintos operadores de sistema. Pelas razões apresentadas, o modelo proposto para o MIBEL pela ERSE e pela CNE é próximo do modelo B.

O Modelo C é um modelo integrado em que os proveitos permitidos de garantia de potência no MIBEL são distribuídos pela geração de Portugal e Espanha em função das margens de reserva observadas em cada país. Os proveitos recebidos pelos centros electroprodutores são determinados considerando os dois mercados isolados. Desta forma, fornecem-se sinais locacionais ao investimento no MIBEL por forma a obterem-se, no longo prazo, margens de reserva semelhantes em Portugal e Espanha. Os prémios atribuídos à produção em Portugal são muito superiores aos de Espanha em resultado da escassez de margem de reserva que se observa em Portugal. A afetação dos proveitos de garantia de potência ao consumo de cada país é efetuada em função da energia, obtendo-se pagamentos do lado da procura idênticos aos do modelo B. Neste modelo, registam-se transferências substanciais de Espanha para Portugal. À semelhança do modelo A, considera-se que a implementação deste modelo exige uma gestão integrada do sistema elétrico (um único operador de sistema), assim como uma forte integração social e política.

4.3 A Garantia de Fornecimento Obtida com Informação Descentralizada

4.3.1 Prémio de garantia de fornecimento

A garantia da continuidade de fornecimento da energia elétrica tem sido objeto de grande atenção por parte da Regulação que, tradicionalmente, acompanha o planeamento dos nossos centros produtores e vela pela existência de potência adequada à satisfação da procura prevista, impondo folgas de potência suficientes para que a probabilidade de ocorrer energia não fornecida não exceda certos limiares.

Quando se introduziu a metodologia do dimensionamento do sistema produtor, em 3.2.3.2 viu-se que este se poderia considerar bem dimensionado em potência se o valor da esperança matemática da duração das situações de incompleta satisfação da procura, h, não fosse superior ao valor de C/(Cs-c), onde c é o custo variável da tecnologia de última prioridade, C é o custo fixo desta tecnologia de maiores custos variáveis, e Cs é o custo social da ENF por unidade de energia.

Internacionalmente, os períodos de ocorrência de energia não fornecida são curtos, totalizando apenas alguns minutos por ano, a nível do sistema produtor, a que corresponde uma probabilidade de ocorrência da ordem de 10^{-6}.

Na última década, em Portugal, não aconteceu intervalos de tempo de energia não fornecida no sistema electroprodutor. Na verdade, uma boa gestão das reservas hídricas e o recurso à importação permitiram ultrapassar a última década sem o recurso ao deslastre de cargas, isto é, sem energia não fornecida. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) ilustrado na figura seguinte refere-se unicamente a interrupções na rede de transporte.

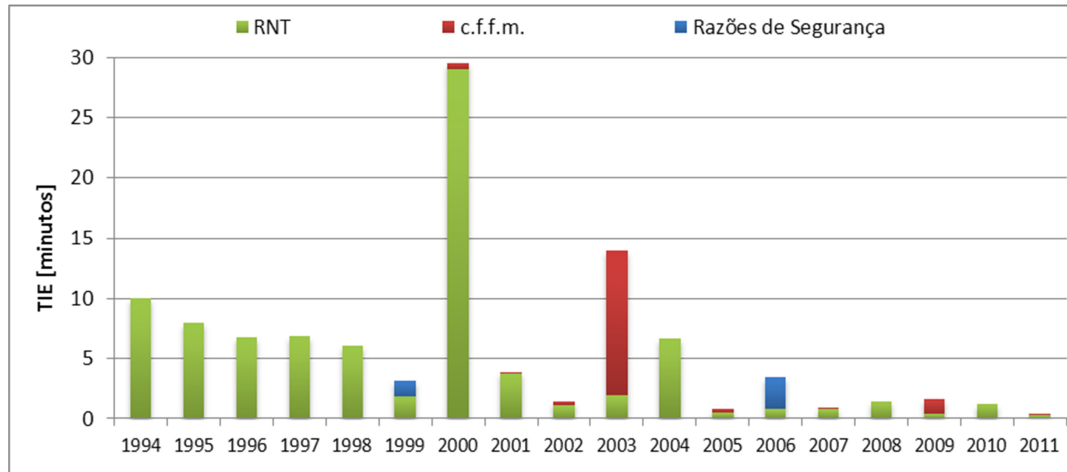



Fig. 4.9: Gráfico com tempos de interrupção equivalentes da produção e do transporte

Com a liberalização do setor elétrico e o aparecimento de mercados organizados, a determinação do prejuízo causado pela energia não satisfeita, até então assente em inquéritos, passou a basear-se nos preços de mercado que, confirmando aliás os estudos anteriores, têm mostrado que nos períodos com energia não satisfeita, o preço da energia passa por valores muito elevados, podendo atingir mais de 20 vezes o valor dos custos médios do sistema, como se pode observar na Fig. 4.10.

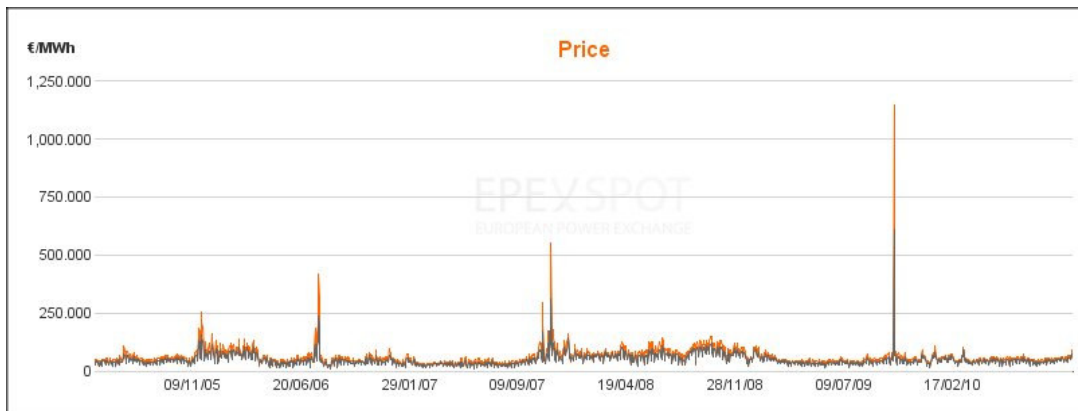



Fig. 4.10: Evolução dos preços de energia elétrica no mercado francês no período de 2005 a 2010 [www.epexspot.com]

Do lado da procura de energia, o preço anómalo, refletindo o valor dos prejuízos resultantes duma falta de energia, cresce com o valor da potência não fornecida e com a duração da interrupção do fornecimento. Também se admite que este valor unitário é tanto mais elevado quanto estes períodos são inesperados.

Do lado da oferta de energia, este preço também é elevado porque, para além de conter os custos variáveis das centrais de última prioridade, então solicitadas na potência máxima, ainda deve incluir a parcela de custos fixos destas centrais que seriam necessários para aumentar a satisfação da procura. Parcela que nestes períodos de energia não fornecida também é incorporada nos preços das energias fornecidas pelas outras centrais então em funcionamento e que, como vimos quando apresentamos as características de um sistema produtor qualitativamente bem dimensionado no ponto 3.2.5.2, para além de ser igual aos custos fixos das centrais de última prioridade, assegura o pagamento da parte dos custos fixos das outras centrais que não é coberta pelas economias em combustível que cada uma proporciona.

Só em casos muito excecionais ocorre um “apagão” geral. Assim, nos períodos com procura não satisfeita fora dos casos extremos de apagão, continua a ser fornecida muita energia, apesar da potência então disponível não ser suficiente para satisfazer toda a potência desejada pelos consumidores. E o elevado preço praticado, incidindo sobre toda a energia fornecida nestes períodos, deve, direta ou indiretamente, ser pago pelos clientes então servidos, condição necessária para assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas a médio e longo prazo.

Antes da liberalização e da existência de mercados organizados, para evitar a grande volatilidade que seria introduzida nos preços da energia pela prática dos preços marginais nos períodos com energia não fornecida, era determinada uma espécie de prémio de seguro. Faturado por avença, a receita proporcionada por este prémio substituía a da parcela correspondente aos custos fixos das centrais de última prioridade cobrada através do preço da energia nos períodos em que ocorria energia não fornecida.

Pelo pagamento deste prémio, normalmente aplicado à potência tomada nos períodos com probabilidade não nula nem desprezável de haver energia não fornecida, e de valor variando com esta probabilidade, o consumidor adquiria o direito a nunca pagar a energia a um preço superior ao custo variável da central de ponta cuja tecnologia fora escolhida como referência para o dimensionamento em potência do sistema produtor e para a fixação do valor do prémio; em Portugal, esta tecnologia tem sido a das centrais térmicas com turbinas a gás de ciclo simples.

Como o preço da potência tomada vai incorporando outros custos, nomeadamente ao longo das redes de transporte e de distribuição, mantém-se, por enquanto, a designação de prémio de garantia de fornecimento ao nível da produção para este pagamento, e não de preço da potência tomada.

Atendendo às possibilidades hoje existentes de telecontagem em tempo real, para os grandes comercializadores e para o conjunto de clientes com acesso aos mercados organizados, o pagamento dum prémio de garantia de fornecimento pode ser substituído pela prática de preços baseados nos custos marginais e definidos por leilão entre compradores e vendedores, não só nos períodos sem ocorrência de energia não fornecida, como também durante estes períodos[51].

Para além de não exigir mudanças de procedimentos dependentes da existência ou não de energia não fornecida, esta prática tem a vantagem de incluir os consumidores na gestão do equilíbrio entre a oferta e a procura, induzindo à redução voluntária dos consumos sempre que os preços sejam superiores ao desejado. Adicionalmente, proporciona informação, real e não meramente baseada em inquéritos, sobre o valor dos prejuízos resultantes de cortes de fornecimento; o valor estará refletido no preço que os compradores continuam dispostos a pagar para não serem cortados.

Todavia, se o número de operadores do lado da oferta for pequeno, esta prática pode induzir a conluio, mesmo meramente tácito e não necessariamente explícito nem mesmo muito consciente,

---

[51] Existem exemplos históricos de sistemas electroprodutores onde a probabilidade de não haver potência sobrante era nula ou desprezável, como aconteceu no Reino Unido no início da segunda metade do século passado quando o progresso tecnológico oferecia grupos térmicos sucessivamente mais eficientes e de construção suficientemente justificada pelas economias de exploração que proporcionavam, dispensando qualquer contribuição para a redução da energia não fornecida.

Também em Portugal, quando o sistema produtor era predominantemente hidroelétrico, a entrada de novas centrais era apenas determinada pelas necessidades de energia, sobretudo em período seco, e não de potência, sempre sobrante.

Mais recentemente, o recurso ao sobre equipamento em potência reversível em aproveitamentos hidroelétricos, preexistentes ou em construção, tem proporcionado custos fixos de redução da energia não fornecida muito reduzidos, embora requerendo a reutilização de água acumulada por bombagem e podendo implicar custos variáveis de produção por unidade de energia bem superiores aos das centrais com turbinas a gás de ciclo simples.

Em casos semelhantes a estes, os custos fixos das centrais que reduzem os montantes de energia não fornecida são inferiores aos custos fixos das centrais térmicas com turbinas a gás de ciclo simples, pelo que as parcelas das rendas correspondentes a estes custos fixos é mais reduzida, podendo mesmo ser nula.

Como se referiu na nota 21, apesar de em Portugal não haver realização recente de centrais com turbinas a gás de ciclo simples, considerando a dificuldade de descrever objetivamente os parâmetros técnicos e económicos daqueles reforços de potência reversível, aliás diferentes de local para local e de caracterização muito dependente dos modelos de cálculo usados, tem-se preferido adotar os custos de produção das centrais térmicas com turbinas a gás de ciclo simples como referência dos custos marginais da energia em períodos com probabilidade não nula de existir energia não fornecida e, consequentemente, como base da determinação do prémio de garantia da continuidade de fornecimento a nível da produção de energia. Opção que tem a vantagem de proporcionar valores para este prémio objetivos e contestáveis pelo mercado de grupos geradores, o que não sucede com os custos dos reforços de potência reversível em aproveitamentos hidroelétricos, em exploração ou em construção.

Valores que podem ser considerados majorantes próximos dos correspondentes às tecnologias incluídas nos programas de realização de novos centros produtores, que incluem outras soluções, como contratos com clientes que aceitam menor garantia de fornecimento. Majorantes pouco folgados porque correspondem a uma tecnologia incluída em programas alternativos economicamente muito próximos do programa de expansão selecionado como ótimo.

Todavia, como contrapartida do pagamento deste prémio, de valor que pode ser considerado relativamente elevado, face ao valor dos custos fixos das centrais que efetivamente são de última prioridade, o cliente nunca deve ser solicitado a pagar preços de energia superiores ao valor dos custos variáveis das centrais com turbinas a gás de ciclo simples cujos custos fixos serviram de referência para a determinação do valor do prémio. Assim, sempre que os preços de mercado forem superiores a estes custos variáveis, a diferença deve ser debitada ao montante de receita proporcionada pelo prémio.

Para promover a transparência de preços e induzir eficiência no dimensionamento do sistema produtor, a geração deve ser remunerada pelos preços de mercado, mesmo quando superiores aos valores dos preços variáveis das centrais com turbinas a gás de ciclo simples, recebendo um prémio corrigido pela débito desta diferença. Assim, sem diminuir a receita proporcionada aos produtores pelo prémio de garantia de fornecimento, se reduzirá a tentação de elevar os preços em períodos com energia não fornecida, questão regulamentarmente importante quando a redução da energia não fornecida não é efetivamente realizada por acréscimo de centrais com turbinas a gás de ciclo simples, com custos variáveis conhecidos, mas por recurso a centrais de bombagem ou a contratos de interruptibilidade, com custos mais difíceis de supervisionar.

para aumentar a frequência ou a duração dos períodos com energia não fornecida, tirando proveito do facto de a subida de preços por escassez de oferta proporcionar aumentos de receita muito superiores às perdas por redução do volume de vendas. Então, a existência do prémio de garantia donde são retirados os excessos de preço da energia relativamente a um preço máximo de referência elimina o interesse daquele conluio.

Por outro lado, o pagamento dum prémio de garantia de fornecimento continua a ser interessante para os pequenos consumidores, sobretudo se avessos ao risco, como sucede com a maioria.

Pago por avença, este prémio proporciona um fluxo monetário não dependente da ocorrência nem da duração dos períodos com energia não fornecida, pelo que também é vantajoso para os produtores e fornecedores de energia, que têm interesse em proporem este esquema de pagamento aos seus clientes, deixando de estar sujeitos à aleatoriedade de receitas apenas obtidas em raros períodos de não satisfação dos consumos.

A existência deste prémio ainda tem a importante vantagem de reduzir a legítima tentação dos produtores não aproveitarem as folgas de equipamento quando e enquanto a duração dos períodos de energia não fornecida estiver inferior aos tempos regularmente determinados. Este comportamento, embora necessário para assegurar receita suficiente para a cobertura dos custos fixos, é contrário ao interesse dos consumidores e da economia em geral porque induziria ao não aproveitamento sistemático daquelas folgas, se não mesmo à sua eliminação, conduzindo ao metódico sub dimensionamento em potência do sistema. Razão porque este prémio também interessa à Regulação, que, todavia, tem de reforçar os procedimentos com vista a que não deixem de existir as folgas de potência adequadas e para que a receita por ele proporcionada corresponda aos custos fixos das centrais de última prioridade, pagos a qualquer gerador ativamente presente nos períodos de não satisfação da procura.

4.3.2 Penalização pelo não fornecimento

Mais eficácia e melhor aceitação das folgas regulamentares

Embora a existência duma avença, proporcional às potências a garantir, reduza a oposição dos produtores a um cálculo exigente das folgas adequadas, transferindo a discussão para o valor do prémio[52], com o pagamento da parte dos custos fixos de qualquer central correspondente aos custos fixos das centrais de última prioridade assegurado por avença, o produtor não tem incentivos para manter e assegurar as potências necessárias à garantia da continuidade de fornecimento, nem para resistir à tentação de se descuidar da adequada manutenção do equipamento gerador, sobretudo se

[52] A disponibilidade média a atribuir a cada central térmica varia com o tipo e a idade dessa central e com a qualidade da manutenção efetuada. A disponibilidade das centrais hidroelétricas ainda depende das afluências esperadas e da existência de reservas de água e das centrais eólicas da ocorrência de vento.

as folgas existentes forem superiores às necessárias para manter o TIE dentro do limite regulamentar.

Razão por que o estabelecimento desta avença deve ser associado a uma penalização a pagar aos consumidores sempre que haja energia não fornecida ou, mais precisamente, sempre que as potências que serviram de base para a faturação daquele prémio não sejam satisfeitas[53].

De facto, se o valor unitário das penalidades por não fornecimento de energia, a pagar aos clientes que tenham aderido ao pagamento do prémio de garantia de continuidade de serviço, não for inferior aos custos totais das centrais de última prioridade, por unidade de energia produzida, cada produtor, independentemente das folgas que lhe forem impostas, não só é estimulado a ter o equipamento que julga necessário, como, para além disso, é permanentemente incentivado a utilizá-lo de forma eficiente. A Regulação poderá reduzir a atenção com a definição e o supervisionamento das folgas de equipamento adequadas a uma boa continuidade de fornecimento, tarefas aliás pesadas e pouco eficazes, concentrando-se no estabelecimento de uma penalidade suficientemente elevada para reduzir a probabilidade de que ocorra energia não fornecida para os valores desejados e, deste modo, assegurar indiretamente o TIE regulamentar.

Se as penalidades forem iguais aos prejuízos sentidos pelos consumidores, esta regra coincide com a que atrás foi apresentada (3.2.3.2) como assegurando um bom dimensionamento em potência do sistema electroprodutor: a duração máxima dos períodos com energia não fornecida, ou máximo valor aceitável do tempo de interrupção equivalente, TIE, deve corresponder ao tempo de utilização marginal das centrais de último recurso abaixo do qual o custo da energia produzida resultaria igual ou superior ao prejuízo para a sociedade do não fornecimento da energia[54].

---

[53] Verifiquemos que, num sistema produtor eficiente e bem dimensionado, o pagamento desta indemnização não é ruinoso. As estatísticas da REN mostram que a duração média de não satisfação da procura, designada por tempo de interrupção equivalente, TIE, tem sido de poucos minutos por ano e que o valor anual da ENF é da ordem de 100 MWh, o que corresponde a cerca de 1/500 000 de um consumo anual que ronda os 50 TWh.

Na falta de melhor valor para os prejuízos causados pelo não fornecimento da energia, consideremos uma penalidade incentivadora da continuidade de fornecimento de valor unitário correspondente a 10 vezes o preço médio de venda da energia, valor muitas vezes referido como uma boa ordem de grandeza dos custos sociais originados pela ENF em países com um desenvolvimento semelhante. Os encargos correspondentes ao pagamento desta penalidade seriam da ordem de 1/50 000 da receita total da venda, ou seja 0.002% da receita total de venda.

Adotando o preço da potência tomada em muito alta tensão como valor do prémio dispensando o pagamento do sobrepreço da energia consumida nos períodos críticos, e atendendo a que a receita proporcionada pela potência tomada corresponde a pouco menos de 10% da receita da venda de energia em muito alta tensão, podemos concluir que os encargos duma penalidade incentivadora da continuidade de fornecimento equivaleria a menos de 0.02% do valor daquele prémio, isto é, da receita proporcionada pela taxa de potência, valor inferior à margem de erro da sua determinação. Aliás, a Regulação também não pode ignorar que, sem prejuízo para os consumidores, tem de assegurar a médio e longo prazo o equilíbrio económico-financeiro das empresas eficientes.

Esta conclusão não pode ser extrapolada para as redes de grande e pequena distribuição de eletricidade sem refazer os cálculos com os dados correspondentes. Em particular, os TIE verificados nestas redes são geralmente muito mais elevados, ultrapassando frequentemente os valores esperados em redes qualitativamente bem dimensionadas, e os prémios associados à potência tomada não explicitam a inclusão da totalidade dos custos de garantia da continuidade de fornecimento ao longo das redes, custos parcialmente transferidos para o preço da potência contratada.

[54] Recordemos mais uma vez que o valor de TIE deve corresponder ao valor de C/(Cs-c), onde c é o custo variável das centrais com turbinas a gás de ciclo simples, tecnologia adotada como referência das centrais de último recurso, C é o custo

No entanto, apesar de corresponder a iguais critérios de qualidade, o estabelecimento de penalidades por não fornecimento de energia, além de mais eficiente, tem o mérito de induzir o bom dimensionamento em potência do sistema electroprodutor de forma descentralizada e economicamente estimulada, em vez de o conduzir através da imposição de folgas de potência.

Porém, porque os tempos necessários à correção de folgas insuficientes são longos e muito superiores aos tempos de reação ao pagamento das penalidades, a existência destas só é razoavelmente incentivadora de boa continuidade de fornecimento a médio prazo, se a gestão das empresas tiver suficiente capacidade de antecipação dos riscos incorridos e se não privilegiar o curto prazo. Por isso, embora o estabelecimento das penalidades aumente a eficácia do controlo sobre a continuidade de fornecimento, a Regulação não pode passar a alhear-se totalmente do planeamento dos novos centros produtores nem da distribuição temporal das folgas necessárias, mas poderá fazelo de forma mais distante e menos detalhada, limitando-se a verificar as folgas estimadas em algumas datas chave[55] e a eventualmente exigir a apresentação de medidas corretoras (remédios), deixando a responsabilidade da prova da sua suficiência aos produtores.

Maior e mais fina aderência a uma realidade complexa e subjetiva

Outra importante vantagem do estabelecimento destas penalidades é a possibilidade de maior aderência à realidade, de forma muito mais fina e circunstanciada, não se limitando a respeitar um valor médio.

Com efeito, embora o valor do TIE seja relativamente fácil de controlar, a determinação do valor máximo admissível depende, como se viu acima, do valor do prejuízo atribuído à energia não fornecida, Cs, variável de cliente para cliente, e ainda dos custos variáveis, c, e fixos, C, da tecnologia escolhida para fazer face aos períodos críticos, não necessariamente coincidente com a das centrais com turbinas a gás de ciclo simples, e nem sempre fácil de identificar e de caracterizar, quer em termos económicos quer em termos de disponibilidade, com a inerente imprecisão no cálculo do valor de C/(Cs-c), padrão do TIE máximo admissível.

Por outro lado, o valor da taxa de disponibilidade a atribuir a cada central (dado necessário para estimar o valor esperado do TIE proporcionado pelo sistema electroprodutor), depende de vários fatores, nomeadamente da tecnologia, da idade e da manutenção do equipamento.

Deste modo, é complexo e demasiado subjetivo calcular a potência disponível existente num sistema e avaliar se a folga de potência para a satisfação da procura é suficiente. Então, dando maior atenção

---

fixo desta tecnologia, e Cs é o valor unitário médio das indemnizações por não fornecimento de energia. Um valor de TIE superior indica que os produtores têm interesse em investir em novos centros produtores, e um valor inferior significa que pode existir investimento em centros produtores não justificado pela redução de indemnizações que proporciona.

[55] Ver folgas recomendadas pela EU apresentadas no ponto 4.2.4.

ao estabelecimento do valor da indemnização a exigir pela energia não fornecida, do que à determinação do valor máximo aceitável para o TIE ou às folgas de potência necessárias para a sua garantia, não só podem seguir-se procedimentos mais fáceis, objetivos e transparentes, como a Regulação não tem de se comprometer com dados discutíveis e fora do seu controlo.

Sem a existência de penalidades pela energia não fornecida, o acompanhamento pela Regulação da redução das diferenças dos riscos de não fornecimento ao longo do ano seria de difícil solução e implicaria o indesejável comprometimento da Regulação na determinação das taxas de disponibilidade a atribuir a cada tipo de centro produtor, tendo em conta a idade e a qualidade da manutenção efetivamente praticada, bem como o acompanhamento da existência de energia primária suficiente, sob a forma de reservas de água ou de combustível, fiscalizando a existência de folgas de capacidade de produção de eletricidade suficientes e sazonalmente bem distribuídas. Pelo contrário, com o estabelecimento de penalidades por não fornecimento de energia consegue-se uma solução regulamentar muito mais operacional e fácil de fazer cumprir, sobretudo se as penalizações forem creditadas diretamente aos consumidores finais, o que até permitirá descentralizar a fiscalização do seu pagamento e efetiva aplicação.

Para além de mais eficaz, mais fácil de aplicar e de controlar, este método de regular a continuidade de fornecimento é independente da tecnologia adotada para fazer face a períodos críticos de satisfação da procura de energia, podendo dispensar a definição central de um tempo máximo de não fornecimento, bem como o estabelecimento das folgas de potência necessárias para assegurar uma boa continuidade de fornecimento.

Embora sem dispensar a Regulação de dar atenção a estas grandezas, esta metodologia tem o mérito de descentralizar a determinação das folgas a adotar e de promover a escolha inovadora de tecnologias técnica e economicamente mais adaptadas à melhoria da continuidade de fornecimento.

No entanto, apesar de baseadas nos mesmos critérios de dimensionamento do sistema electroprodutor, a metodologia de fixação das folgas de potência necessárias ou a metodologia da fixação das indemnizações pela energia não fornecida (uma atuando sobre variáveis primais, físicas, e a outra sobre variáveis duais, económicas), têm eficácia e operacionalidade muito diferentes.

Para promover mais eficazmente a continuidade de fornecimento é importante que, sempre que ocorra energia não fornecida, o produtor/fornecedor pague uma penalização/indemnização. E é através da exigência desta penalização, mais do que pela fixação de um tempo máximo de não fornecimento de energia, ou pela exigência de folgas de potência minimamente necessárias, que a Regulação deve orientar, de forma efetiva embora indireta, a potência disponível que deve existir no sistema. A continuidade de fornecimento deixa de ser apoiada em análises meramente físicas, certificadas por uma Administração centralizada sem meios técnicos nem informação suficiente para intervir numa realidade cada vez mais complexa e diferenciada, para passar a ser

descentralizadamente baseada em contratos regulados, com garantias de natureza financeira, fiscalizados pelos próprios interessados, com recurso a tutela específica.

Possibilidade de tratamento diferenciado dos clientes

Como nem todos os clientes exigem a mesma qualidade de serviço, aceitando ser indemnizados de forma diferenciada, a Regulação, prosseguindo nesta linha de descentralização responsável da escolha eficiente das soluções mais adaptadas à satisfação das necessidades dos clientes, pode evoluir para apenas indicar por defeito um valor para a indemnização a pagar aos clientes pela energia não fornecida, permitindo que os contratos de fornecimento para clientes elegíveis estabeleçam um valor diferente para essa indemnização.

Tal como se admite que alguns consumidores possam acordar um valor da indemnização por não fornecimento da energia diferente do valor por defeito fixado pela Regulação, também se pode vir a aceitar que o valor da indemnização desejada por alguns clientes, nomeadamente de atividade sazonal ou sujeita a picos diários, possa variar no tempo, ao longo do ano ou de hora para hora.

Parece igualmente aceitável não excluir a existência de franquias sem qualquer ressarcimento ao consumidor, opção que prefiguraria a generalização de fornecimentos interruptíveis, necessariamente associados ao pagamento de um prémio de garantia da continuidade de fornecimento de menor valor[56].

Então, mesmo sem os consumidores participarem diretamente na formação dos preços do mercado organizado, o sistema de comercialização iria recolhendo informação (através de contratos-tipo devidamente homologados pela Regulação), sobre o valor da indemnização que cada cliente desejaria pela energia não fornecida. Integrando esta informação, indicava ao sistema produtor o valor das indemnizações que este devia pagar por cada kWh não fornecido. Esta informação seria utilizada pela Regulação para sucessiva atualização do ou dos valores da indemnização a adotar por defeito, segundo as tensões de entrega e outras características técnicas dos consumidores.

Neste enquadramento, o prémio de garantia de continuidade de fornecimento subjacente ao pagamento das correspondentes indemnizações pode variar no tempo, refletindo a cada momento, a variação da esperança matemática do total destas indemnizações, somatório dos produtos dos valores unitários exigidos pelos consumidores pela probabilidade de ocorrer energia não fornecida nesse momento.

[56] A prática de franquias, isto é, de pagar indemnizações só superiores a um dado limiar, o que pressupõe a aceitação de pequenas suspensões de fornecimento sem qualquer penalidade, pode ter caráter transitório, sobretudo em redes de baixa tensão.

Recordando que o preço da potência tomada atualmente exigido aos consumidores de muita alta tensão como garantia da continuidade de fornecimento, reflete o valor de um somatório análogo, onde o valor unitário das indemnizações pagas aos consumidores é substituído pelos custos fixos por unidade de energia das centrais de última prioridade escolhidas como referência, salienta-se, mais uma vez, que a substituição daqueles custos pelas penalidades pelo não fornecimento de energia não se limita a mera mudança de metodologia de cálculo, assente em informação mais objetiva e diretamente recolhida dos consumidores; é uma nova Regulação, com novas potencialidades e que, como se verá de seguida, para além das vantagens anteriormente assinaladas, promove a continuidade de fornecimento através de mais responsável e eficiente aproveitamento dos recursos existentes no sistema produtor, de forma mais adaptada a um mercado que deixou de estar dominado por uma única empresa e que passa a integrar unidades autónomas que, devendo ser coordenadas, só o podem ser de forma indireta e descentralizada.

Não desprezando a possibilidade de diversificação no espaço e no tempo das indemnizações a pagar pela energia não fornecida, para não complicar demasiado a exposição e salvo menção expressa, não as consideraremos no texto que se segue, admitindo a existência de indemnizações de um mesmo valor unitário fixado pela regulação.

Cooperação responsável e remunerada entre produtores

Dia a dia, aumenta a probabilidade de não fornecer energia nas horas de maior procura mas, em sistemas electroprodutores com importante potência hidroelétrica, sobretudo se instalada a jusante de albufeiras com alguma capacidade de regulação de afluências, a gestão diária das reservas de água pode atenuar ou mesmo anular as diferenças de probabilidade de ocorrência de ENF no conjunto das horas cheias. Razão porque em Portugal o preço da potência tomada tem sido pouco diferenciado entre as horas de ponta e as horas cheias.

Aliás, tendo em conta a existência de comercializadores e de consumidores com alguma capacidade de geração, podendo reduzir a potência tomada nas horas de ponta e contrariar a gestão de riscos feita a nível da produção centralizada, o prémio de garantia de continuidade de serviço não tem sido aplicado ao valor da potência tomada nas horas de ponta, mas sim ao maior dos valores das potências tomadas nas horas de ponta e nas horas fora de vazio. Esta regra procura desincentivar uma excessiva concentração da produção descentralizada nas horas de ponta, prejudicial em dias em que a continuidade de fornecimento está muito dependente da gestão de reservas escassas de água, sem desmotivar a redução da potência tomada nas horas de ponta, sempre interessante.

Mês a mês, a probabilidade de ocorrer energia não fornecida também é sensível à variação sazonal da potência tomada nas horas de ponta. No entanto, em Portugal e ao nível da produção centralizada, graças à gestão sazonal das reservas de água e da indisponibilidade programada das centrais (especialmente das grandes térmicas), tem sido possível manter folgas uniformes ao longo

do ano, igualando o risco de ocorrer energia não fornecida de mês para mês. Consequentemente, não tem sido considerado necessário alterar o prémio mensal da garantia de fornecimento, praticando-se um mesmo preço da potência tomada em qualquer mês do ano.

A existência de um mercado de futuros permite esperar que a coordenação das manutenções programadas e da gestão sazonal das reservas de água, anteriormente realizada no interior do produtor único e com a separação entre a gestão do sistema e a propriedade do conjunto dos centros produtores, seja recuperada e passe a ser feita indiretamente, através da reação a preços conhecidos com alguns meses de avanço. Com efeito, a antecipação de eventuais dificuldades sazonais para satisfação da procura será refletida nos preços das correspondentes ofertas de produção (e de procura), e irá incentivando sucessivos ajustes, através da reprogramação da indisponibilidade das centrais e da transferência sazonal da utilização das reservas de água, eventualmente reforçada por maior recurso a bombagem das águas entretanto turbinadas, para reutilização posterior.

Objetivo que será fortemente estimulado pela existência de penalidades sempre que ocorra energia não fornecida. Com efeito, a sensibilidade da oferta de eletricidade aos preços, já capaz de induzir uma gestão das reservas de água de forma a substituir e minimizar produções térmicas de custos variáveis mais elevados, será fortemente reforçada com a existência de penalizações por energia não fornecida. De facto, o pagamento destas penalidades, de valor muito superior às economias proporcionadas pela simples substituição de combustíveis, não só constitui um incentivo muito maior para a redução pró-ativa do risco de ocorrer energia não fornecida, como simultaneamente desentusiasma comportamentos que, como já acima referimos, nem sempre são de simples incúria mas também de aproveitamento, cúmplice e muitas vezes não inocente, da subida dos preços no mercado devido à não prevenção de pequenas dificuldades da oferta satisfazer a procura.

Como se tem vindo a descrever, o atual cálculo do prémio de garantia de continuidade de fornecimento, que corresponde ao produto da probabilidade de ocorrer energia não fornecida em cada hora pelo valor unitário dos custos fixos por unidade de energia das centrais de última prioridade escolhidas como referência, será substituído pelo somatório dos produtos dos valores unitários das indemnizações exigidas pelos consumidores nessa hora pela probabilidade de então ocorrer energia não fornecida. As otimizações centralizadas da gestão das indisponibilidades do equipamento gerador ao longo do ano e da gestão sazonal das reservas de água nas albufeiras, feitas pelo anterior produtor único com o objetivo de uniformizar ao longo do ano a probabilidade de ocorrer energia não fornecida, passarão a ser feitas de forma descentralizada, sujeitas ao objetivo de distribuir uniformemente ao longo do ano o valor da esperança matemática das indemnizações a pagar.

Separados de Espanha, a atual tendência para menor sazonalidade da procura, devida ao crescente recurso à climatização de verão, e os reforços em potência reversível que vêm sendo efetuados nas albufeiras existentes e nos novos aproveitamentos hidroelétricos em projeto, permitem esperar que aquela uniformidade anual se mantenha em Portugal. Reforços em potência que, permitindo dia a dia

igualar o risco de não fornecer energia fora das horas de vazio, também nos faz pensar ser possível continuar ao longo do ano a não diferenciar o custo da garantia nas horas fora do período de vazio[57].

Distribuição eficiente das folgas pelos diferentes produtores

A resolução dos problemas da imposição e da remuneração das folgas de potência instalada de que cada produtor deve ser incumbido, ou melhor dizendo, a questão da distribuição eficiente e responsável das folgas pelos diferentes agentes da oferta, produtores e comercializadores, bem como o empenhamento destes na gestão da procura, também resulta muito facilitada com a imposição do pagamento de indemnizações pelo não fornecimento de energia, como passamos a descrever.

Como já foi referido, cada comercializador recolhe e integra a informação sobre as potências garantidas que os seus clientes desejam, bem como o valor da indemnização pela energia não fornecida que considera necessário receber para pagar as indemnizações que lhe são exigidas nos respetivos contratos, considerando eventuais interruptibilidades ou franquias. E contrata com o seu fornecedor a potência garantida e a indemnização que deseja, pagando o prémio correspondente, produto da indemnização por um coeficiente de risco aplicável à hora em causa, adequadamente regulado.

Cada comercializador com acesso ao mercado central organizado, para além da potência garantida que deseja hora a hora, indica ao sistema produtor o valor da indemnização que pretende receber por cada kWh não fornecido, pagando o prémio de garantia correspondente. Esta receita será atribuída a cada produtor proporcionalmente às potências que antecipadamente assumiram fornecer como garantidas.

Numa situação de ausência de energia não fornecida e em que cada fornecedor satisfaz a oferta com que se comprometeu para essa hora, o preço pago por cada cliente pela energia recebida continua a ser o preço da oferta marginal que iguala a procura total dessa hora. Igualmente, se um fornecedor não tiver oferta suficiente para a procura com que se comprometeu para essa hora, esse fornecedor

[57] Porém, considerando a diferenciação sazonal no preço da garantia de fornecimento que vem sendo praticada em Espanha, tememos que, com a crescente efetivação do Mercado Ibérico, deixe de ser possível praticar em Portugal aquela uniformidade ao longo do ano, quer por maior diferenciação sazonal da procura, quer por redução do peso relativo da componente hidroelétrica, quer sobretudo por perda da coordenação centralizada da gestão sazonal das reservas de água nas albufeiras e das indisponibilidades programadas para manutenção das grandes térmicas sem atempada introdução de uma coordenação descentralizada suficientemente eficaz. O que pressupõe um mercado de futuros eficiente e alargado e que passa pelo estabelecimento a nível ibérico de um sistema harmonizado de penalidades sempre que ocorra energia não fornecida.

Há pois que refazer os cálculos dos riscos de não fornecimento no mercado ibérico integrado, ao longo de cada dia e ao longo do ano, verificando se o programa de manutenções dos geradores e de gestão de reservas de água pode anular as desigualdades existentes de hora para hora e de semana para semana e, depois, ajustar o TIE esperado através da antecipação ou adiamento de algum dos novos geradores necessários para manter o sistema produtor bem dimensionado, em potência total e em combinação de tecnologias (e através da antecipação ou adiamento da desclassificação dos velhos geradores em fim de vida económica). Finalmente, há que recalcular a distribuição temporal do valor da esperança matemática das indemnizações a pagar por eventual não fornecimento de energia.

continua a comprar a energia de substituição segundo as regras em vigor para conciliar desvios de oferta.

Ocorrendo energia não fornecida, os fornecedores em incumprimento, para alem dos eventuais desvios verificados na energia fornecida, têm de pagar as indemnizações correspondentes às potências por eles garantidas e não satisfeitas.

Graças à contagem de energia em tempo real, os consumidores autorizados a optarem pelo não pagamento de qualquer prémio de garantia de fornecimento (interruptíveis) apenas pagarão como custo da energia, referida à entrada na rede de transporte e interligação em muito alta tensão, os custos variáveis da central então marginal, sem qualquer limite superior. Todavia, sempre que na rede ocorrer energia não fornecida, pagarão ao fornecedor pela energia que então receberem um valor não inferior à maior indemnização paga nesse período (a qualquer consumidor que tenha pago o prémio de garantia), o que, em princípio, significa um valor não inferior ao valor médio unitário dos custos fixos das centrais com turbinas a gás de ciclo simples acrescido dos custos variáveis da central então marginal.

Para fomentar um bom aproveitamento das folgas de potência de cada produtor, bem como uma boa gestão temporal da oferta de potência garantida, é desejável um mercado de folgas de potência entre produtores, expresso em potências garantidas, não só diário mas também a médio prazo. No entanto, parece suficiente que este mercado, reservado a produtores, apenas esteja sujeito ao registo obrigatório dos contratos junto da entidade reguladora da continuidade de fornecimento, que poderá limitar-se a homologar minutas tipo e a verificar se a soma das potências dos diferentes produtores respeitam as folgas consideradas necessárias para satisfazer a procura do conjunto. Eventuais imparidades individuais serão dirimidas no mercado de desvios de energia e, sempre que necessário, pelo pagamento das indemnizações pelo não fornecimento aos respetivos clientes.

Deste modo, cada produtor recebe os prémios correspondentes às potências que se comprometeu garantir, aos clientes de energia e aos clientes de folgas de garantia, pagando as indemnizações acordadas em caso de não cumprimento. A imposição destas indemnizações desincentiva os produtores de alegarem ter folgas de potência superiores às que podem garantir.

A propósito da gestão das reservas de água, bem como da programação das indisponibilidades dos equipamentos produtores para manutenção, já acima se descreveu como a indução do seu bom tratamento seria potenciada pelo estabelecimento de indemnizações e a existência de um mercado a prazo.

No caso de geradores eólicos, a continuidade de fornecimento depende da disponibilidade do equipamento e da velocidade do vento, cuja previsão se pode efetuar com algumas horas de antecedência. Recorrendo ao mercado de potência garantida, os produtores eólicos podem induzir

uma gestão das indisponibilidades programadas de curta duração e de evolução/recuperação de reservas de água que se adapte aos interesses do conjunto do sistema produtor.

Recorda-se, finalmente, que, num sistema sem problemas de potência, o prémio de potência ao nível do sistema produtor pode ser nulo, mas não deve deixar de existir um sistema de indemnizações pelo não fornecimento de energia, eventualmente associado a um prémio de garantia de não pagamento da energia por valores superiores a um limiar acordado.

Entre o sistema produtor e os clientes existem sempre redes de transporte e de interligação. À medida que estas redes vão sendo mais malhadas e complexas, a continuidade de fornecimento não deve estar confiada apenas a critérios técnicos do tipo “N-1”, devendo passar a também ser baseada na realização de novos investimentos sempre que os seus custos sejam inferiores aos custos de não qualidade resultantes da sua não execução, custos quantificados pelos acréscimos de indemnizações pagas pelo não fornecimento de energia. Este procedimento, tal como no sistema produtor, permitiria à Regulação delegar eficaz e responsavelmente o planeamento das redes de transporte e interligação e de distribuição. Com efeito, com a liberalização, a verificação das condições necessárias para um boa qualidade de serviço deixou de ser possível de forma centralizada, pelo que o estabelecimento de indemnizações pela energia não fornecida, não só tem vantagens relativamente aos anteriores métodos, como é praticamente indispensável. E não se limita ao sistema electroprodutor, como será oportunamente desenvolvido, (ver Anexo III, Capítulo A3.4).

4.3.3 Reservas estratégicas de combustível

A continuidade de fornecimento de energia não depende apenas da existência de equipamento gerador disponível e suficiente para satisfazer a procura. Também é necessário dispor de suficientes reservas de combustível ou de água.

Enquanto a indisponibilidade dos equipamentos puder ser considerada localizada, afetando isolada e independentemente cada gerador, a sua substituição é feita pelo equipamento marginal no sistema e o custo resultante pode ser considerado igual ao custo variável do gerador marginal (creditado do custo variável do gerador substituído). No caso do equipamento disponível ser insuficiente para satisfazer a procura, ocorrendo energia não satisfeita, a substituição de qualquer gerador implicaria a existência de mais equipamento, com os consequentes custos fixos. Porém, neste caso, a substituição só pode ser feita em termos virtuais, como sucede em ambiente de planeamento. Na realidade, não se pode falar em custo de substituição, mas em custo de indisponibilidade, igual ao valor das indemnizações a pagar pela energia não fornecida. Conclusão que nos remete para a análise da garantia de fornecimento apresentada nos sub capítulos anteriores.

Existem outros tipos de indisponibilidades, resultantes de causas podendo afetar simultaneamente vários geradores, como o esgotamento de reservas de combustível numa ou mais centrais devido a bloqueios, guerras, greves, ou prolongadas intempéries afetando os aprovisionamentos, terrestres ou

marítimos. Para fazer face a este tipo de vicissitudes, a Regulação tem requerido a existência no recinto da central de reservas não inferiores às necessárias para alimentar o seu funcionamento habitual durante três meses[58].

Tratando-se de um limite mínimo, estas reservas não podem ser rentabilizadas pelo aproveitamento das oscilações de preço no mercado de combustíveis, constituindo um encargo relacionado com a garantia da continuidade de fornecimento. Contudo, num contexto de mercado com livre formação de preços dos combustíveis e da energia produzida, a Regulação não tem que intervir na transmissão daqueles encargos aos clientes da energia, devendo limitar-se à supervisão do cumprimento da norma das reservas mínimas por todos os produtores.

Estes escolhem livremente os meios que consideram mais adequados para o efeito, e repercutem os encargos correspondentes nos custos de produção da central, fixos ou variáveis. Se optarem por repercutir aqueles encargos nos custos variáveis, reduzem ligeiramente a ordem de mérito da central, mas têm a recuperação assegurada através da venda no mercado diário, onde declararam esses preços variáveis. Se optarem pela incorporação nos custos fixos, têm de se assegurar que a utilização anual da central tem duração suficiente para recuperar este acréscimo de custos fixos através das economias de combustível que a central proporciona relativamente a outras centrais de maiores custos variáveis presentes no mercado.

A escolha entre estas formas de recuperar aqueles encargos com as reservas estratégicas é de natureza conjuntural. Quando se abordou o dimensionamento do sistema produtor (3.2.3.2), disse-se este está qualitativamente bem dimensionado ou equilibrado quanto ao tipo de centrais se (desde o momento em que qualquer central é solicitada para satisfazer os consumos até às horas de ponta), cada central vai sucessivamente recuperando através dos respetivos acréscimos de renda a diferença entre os seus maiores custos fixos e os custos fixos das centrais de ponta. Acrescentou-se ainda que a combinação de potências correspondente a este bom dimensionamento ia mudando no tempo, segundo a evolução tecnológica incorporada nos equipamentos e as variações de preço verificadas nos combustíveis, incumbindo ao planeamento estratégico das empresas anteciparem estas mudanças e ajustarem o programa de novos centros produtores de modo a que todas as centrais mantenham esperanças de utilização suficientes para recuperarem os correspondentes custos fixos.

Assim, num período que proporcione às centrais em causa utilizações superiores às necessárias para o desejado ritmo de recuperação dos custos de investimento, os encargos com as reservas estratégicas devem ser levados a custos fixos. No caso contrário, devem ser levados a custos

[58] Excecionalmente e desde que assegurados meios eficazes de transporte, estas reservas podem estar localizadas fora das centrais.

variáveis. Conclusão que, para cada central, pode variar ao longo da vida da central. E, num mesmo período, pode ser diferente de central para central[59].

4.3.4 Diversidade e endogeneidade dos recursos

A diversidade de fontes de energia primária e, no interior destas, a diversidade de origens de aprovisionamento são muitas vezes referidas como fatores favoráveis à continuidade de fornecimento, sendo frequentemente argumentado que os custos da sua prossecução devem ser objeto de tratamento separado e de procedimentos assegurando a sua repercussão sobre o consumidor final.

No entanto, se a Regulação concluir que existe ou que se caminha para que exista demasiada concentração de fontes ou de origens, será suficiente que imponha aos operadores uma diversificação mínima. No interior dum mercado suficientemente concorrencial ou regulado, para se poder admitir que os preços se comportem como em mercado perfeito, serão encontradas as soluções para minimizar os custos destas diversificações e a sua repercussão aos consumidores finais.

Outra característica que no passado era considerada como importante fator de continuidade de fornecimento, era a de ser um recurso endógeno, e assim se justificava a manutenção subsidiada de minas de carvão de má qualidade para substituir bom e barato carvão importado. As energias renováveis também têm beneficiado deste tipo de análise. Todavia, no atual mundo globalizado, e na nossa economia já bem aberta, tem pouco interesse a origem física dos recursos utilizados. Importa sim a localização do valor acrescentado incorporado no bem ou serviço utilizado, tanto quanto possível nacional ou em áreas onde seja mais fácil originar um fluxo compensador de valor acrescentado em sentido contrário.

Não interessa prosseguir a independência; é necessário gerir as interdependências maximizando as autonomias de decisão. O interesse da hidroeletricidade ou das energias eólica e fotovoltaica não reside no caráter nacional da fonte primária utilizada, chuva, vento ou sol, recurso sem valor comercial, mas sim na origem dos equipamentos. Se, para igual produção de energia, o valor acrescentado português incorporado em centrais de energia renovável for inferior ao incorporado em centrais térmicas e no combustível por elas utilizado, é preferível optar por estas centrais térmicas, pois seremos menos dependentes de fornecimentos estrangeiros e daremos mais oportunidades de trabalho e de produção de bens à nossa economia.

---

[59] Parece oportuno referir que nos primeiros anos de funcionamento da Central do Pego, os seus gestores optaram por não introduzir a totalidade dos custos do transporte ferroviário do carvão nos custos variáveis da central, melhorando a ordem de mérito da central, nomeadamente em relação à central de Sines. Opção aceitável se a central funcionasse em mercado concorrencial, mas discutível porque feita no contexto de uma Regulação enquadrada num contrato de aquisição de energia, (classificado de confidencial!) que não só assegurava a recuperação de todos os encargos fixos da central dentro de um período relativamente curto, como se revelou demasiado permeável à introdução de encargos exteriores ao funcionamento da central naquela categoria.

O facto de não termos recursos de energia fóssil no nosso território pode ser compensado, como aliás assim tem vindo a suceder, pela aquisição destes recursos em territórios com boas relações políticas e comerciais. Embora os utilizadores continuem individualmente sujeitos às oscilações de preço dos combustíveis no mercado internacional, do ponto de vista macroeconómico, as variações induzidas no valor da importações serão compensadas pelos acréscimos de rendas da exploração daqueles recursos, mesmo se situados fora do território[60]. Aliás, nem interessa que o combustível que importamos coincida com o produzido pelas empresas nacionais; as oportunidades comerciais existentes no mercado podem aconselhar vantajosas substituições.

4.3.5 A regulação anterior vista como caso particular e exemplar

Parece pedagogicamente interessante rever os procedimentos existentes para assegurar a continuidade de fornecimento no anterior contexto de uma empresa pública, fortemente integrada, inspirados nas orientações elaboradas e partilhadas no seio da UNIPEDE, e que podem ser considerados como constituindo uma solução bem adaptada ao sistema electroprodutor então existente.

Recorde-se, muito sucintamente, que nas tarifas em muito alta tensão existia um preço de potência que cobria a parcela dos custos fixos das centrais que não era coberta pelas economias de combustíveis. Esta parcela considerava-se igual aos custos fixos das centrais com turbinas a gás de ciclo simples. Tecnologia que, por estar presente no sistema produtor e em programas alternativos de planeamento de novos centros produtores muito próximos do programa selecionado para ser realizado, era então adotada como referência do custo da garantia de fornecimento.

Esta tecnologia vinha sendo preterida e substituída por reforços de potência reversível em aproveitamento hidroelétricos em exploração e em construção, com menores custos fixos mas com custos variáveis dependentes do custo da energia usada para bombear a água, frequentemente superiores. Custos que, por serem específicos de cada aproveitamento, eram difíceis de caracterizar e de validar no mercado de equipamentos, e que, por isso, não deviam servir como referência fiável para o exterior da empresa, nomeadamente para efeitos tarifários. Sendo os custos fixos das turbinas a gás de ciclo simples escolhidos como referência do custo da garantia de fornecimento, também os seus custos variáveis, bem conhecidos e referenciáveis no mercado, deviam ser adotados como limite superior dos custos variáveis a imputar aos clientes.

Aliás, considerando que as turbinas a gás de ciclo simples continuavam presentes em programas alternativos de novos centros com valor da função objetivo muito próximo do correspondente valor do programa considerado como ótimo, o risco dos clientes ficarem prejudicados por esta substituição de

---

[60] A Arábia Saudita, rica em petróleo mas pobre em água e solos agrícolas, prossegue a sua autarcia alimentar através da compra extensiva de terrenos em três países do hemisfério sul. Aliás, a grande subida de preços dos bens alimentares, fez com que este processo fosse seguido por outros países árabes e por alguns países asiáticos importadores de alimentos.

custos era muito reduzido e limitado e, de certo modo, compensado por os custos serem muito mais fáceis de controlar pelo mercado de equipamento e de combustíveis.

Deste modo, mesmo que, eventualmente, se tivesse de recorrer a importação de energia ou a acumulação de água com custos superiores aos custos variáveis das turbinas a gás de ciclo simples ou, de forma mais geral, sempre que na exploração do sistema produtor ocorriam custos variáveis superiores, a diferença era debitada na conta da garantia de fornecimento creditada pelas taxas de potência baseadas nos custos fixos das centrais com turbinas a gás de ciclo simples, impedindo-se assim que os clientes fossem duplamente onerados. Com efeito, estando a pagar custos fixos eventualmente superiores aos realmente verificados, não deviam ter de pagar custos variáveis superiores aos correspondentes ao equipamento que serve de referência para os custos fixos. Regra que não era apenas de caráter administrativo; tinha efeitos contabilísticos e correspondia a uma garantia com expressão financeira contra o pagamento de preços da energia superiores a um limite bem determinado.

Existindo um preço de potência tomada em muito alta tensão, com o significado económico de um prémio de garantia de fornecimento, este preço não era considerado como tal mas apenas como meio de se obter o complemento de receita necessário para assegurar a cobertura da totalidade dos custos fixos das centrais, na parte que não é coberta pelas economias de custos variáveis que cada uma vai proporcionando, relativamente às que têm maiores custos variáveis. Este complemento de receita era necessário por os preços da energia coincidirem com os custos variáveis da central marginal no sistema e por o planeamento prosseguir a combinação de novos meios produtores que minimizava a soma atualizada dos custos fixos e variáveis.

Naquele contexto, anterior à liberalização, não era exigido pelos clientes qualquer indemnizações pela ocorrência de energia não fornecida. O custo sombra da energia não fornecida era apenas adotado como parâmetro do bom dimensionamento em potência do sistema electroprodutor. E a garantia de continuidade de fornecimento era apenas de caráter administrativo, tutelada pela Regulação, sem repercussões financeiras.

A Regulação, na pequena parte não confiada à própria Empresa Pública, acompanhava preventivamente o planeamento do sistema produtor, verificava se as folgas de potência eram suficientes para assegurar boa continuidade de serviço e, posteriormente, conferia a prossecução deste objetivo através da fiscalização do TIE e da quantidade de energia não fornecida. A Regulação aprovava as tarifas propostas pela empresa.

Com a abertura do mercado a outros produtores e comercializadores, e com a consequente diluição de responsabilidades pela continuidade de fornecimento e pela eficiência económica do planeamento e da exploração do sistema, confiou-se demasiado nos mecanismos de mercado, aliás ainda incipiente, com insuficiente adaptação dos procedimentos da Regulação. Assim, com a diluição de

responsabilidades quanto à garantia da continuidade de fornecimento, seria muito interessante passar a impor o pagamento de indemnizações pela energia não fornecida, como se viu atrás, em 4.3.2.

Para além da liberalização, houve uma grande evolução tecnológica nos meios de controlo, de telemetria, e de contagem, e cresceram enormemente as exigências de qualidade de serviço por parte dos consumidores, nomeadamente dos industriais e dos serviços, pelo que não é suficiente que a Regulação adapte as regras e procedimentos anteriores, sendo necessário um grande esforço de inovação.

5 DOS CUSTOS AOS PREÇOS

5.1 INTRODUÇÃO

O cliente paga um determinado preço pela eletricidade que resulta da soma de preços associados às diferentes atividades em que o sistema elétrico está decomposto, nomeadamente, produção, transporte e gestão do sistema, distribuição e comercialização. Estes preços advêm dos custos associados às diferentes atividades.

Este Capítulo ilustra como são obtidos os custos e, nomeadamente, a passagem dos custos aos preços.

Antes do processo de liberalização, o setor elétrico era um sistema regulado, isto é, todas as relações comerciais estabelecidas, da produção até à venda da eletricidade, eram contratualizadas e aprovadas pela entidade reguladora. Os preços de venda aos clientes finais eram fixados de modo a obter o volume monetário global que satisfazia as obrigações decorrentes da regulação.

Nas atividades reguladas, nomeadamente transporte e distribuição de energia elétrica, que hoje são considerados monopólios naturais, a Regulação estabelece a sua remuneração, isto é, estabelece os custos destas atividades. Há diferentes metodologias de regulação, apresentam-se as principais.

Nas atividades em concorrência, produção e comercialização, a lógica que preside à formação do preço é o mercado. Atualmente, o principal relacionamento entre a produção e a comercialização repousa no contrato bilateral que caracteriza-se por se estabelecer através de um contrato entre produtor e comercializador ou consumidor; naturalmente que esta relação técnico-comercial não está sujeita à regulação. Secundariamente, para permitir transações de energia excedentária, pode surgir uma (ou várias) bolsa de energia de excedentes, não obrigatória, que processa uma quantidade de energia cujo volume tem sido reduzido face ao afeto aos contratos bilaterais.

De salientar que, no Mercado Ibérico de Eletricidade, a bolsa diária ainda contratualiza uma parte significativa da eletricidade consumida em Portugal e Espanha. Ela recebe as ofertas de energia de produtores espanhóis e portugueses e as procuras por parte de consumidores e comercializadores espanhóis e portugueses e elabora as curvas agregadas da oferta e da procura. Estas determinam para cada hora o preço e a quantidade de energia de equilíbrio.

O preço único para a Península Ibérica só se verifica se a quantidade de energia, selecionada no mercado, que deve circular na interligação for compatível com a capacidade da interligação para fins comerciais. Caso contrário, há separação dos mercados de Espanha e de Portugal e preços distintos nos dois países, (ver Anexo III, Capítulo A2.3 Custos Sombra dos Congestionamentos em Rede).

5.2 REGULAÇÃO DE MONOPÓLIOS NATURAIS[61]

5.2.1 Considerações Gerais

A regulação do preço de venda do produto e da entrada de empresas num setor é motivada pela existência de indústrias com características de monopólio natural. Estas características resultam de ser mais económico uma só empresa produzir o produto ou serviço em vez de duas ou mais empresas em concorrência.

Empresas que operam em sectores com características de monopólio natural, não submetidas à regulação económica, podem conduzir a: preços excessivos, produções não eficientes, duplicação de equipamentos ou instalações e má qualidade de serviço.

A análise económica do monopólio natural tem sido dirigida para responder a várias questões. A primeira questão é normativa: qual é o número de fornecedores mais eficiente para fornecer um dado serviço ou produto, tendo em conta os custos de produção das empresas e as características da procura? A segunda questão é positiva, quais são as condições naturais que induzem certas indústrias para a existência de um só fornecedor ou um número limitado de fornecedores? Nesta situação deve deixar-se o mercado funcionar ou deve impor-se uma regulação económica ao setor? Os mercados imperfeitos e não regulados são melhores ou piores que os mercados imperfeitos regulados?

As respostas às questões anteriores não têm sido fáceis e têm dependido dos contextos onde as questões foram formuladas.

5.2.2 Definição de Monopólio Natural

Quando os custos totais de produção crescem com duas ou mais empresas a produzirem em vez de uma só, a empresa única no mercado opera um monopólio natural.

Considere-se um conjunto com k empresas, cada uma produzindo a saída q^i, a quantidade produzida pelo conjunto é dada por:

$$Q = \sum_{i=1}^{k} q^i \qquad (5.1)$$

A definição de monopólio natural baseada nos custos de produção é dada pela condição:

---

[61] A regulação administrativa de preços e de entrada tem sido utilizada extensivamente nos USA e outros países. A história da regulação nos USA remonta a mais de um século de existência. O texto que a seguir se apresenta baseia-se no trabalho “Regulation of Natural Monopolies”, Handbook of Law and Economics, 2007, P. Joskow.

$$C(Q) < C(q^1) + C(q^2) + ... + C(q^k) \quad (5.2)$$

Assim, é menos custoso fornecer a quantidade Q com uma só empresa que dividir a produção entre k empresas. Diz-se que o custo de produção da empresa tem a propriedade de subaditiva para o nível de produção Q. Se esta propriedade se verifica para todos os valores de Q, diz-se que a função de produção é subaditiva globalmente.

Considere-se que a empresa i tem a seguinte função de custo:

$$C^i = F + c.q^i \quad (5.3)$$

F é o custo fixo da empresa e c representa o custo variável unitário que se assume constante

Então, o custo médio de produção é dado por:

$$C^i{}_{médio} = \frac{F}{q^i} + c \quad (5.4)$$

O custo médio decai continuamente com o incremento da saída. A tecnologia apresenta economias de escala, há rendimentos crescentes à escala, como se mostra na figura seguinte que ilustra os custos em função da quantidade produzida.

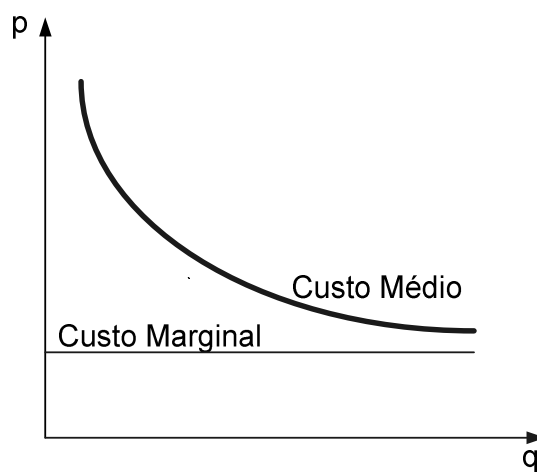



Fig.5.1: Custos na situação de rendimentos crescentes à escala.

A definição técnica de monopólio natural pode ser generalizada para ter em conta a empresa com múltiplos produtos de saída, no caso de dois produtos, podemos ter:

$$C(q^1, q^2) < C(q^1, 0) + C(0, q^2) \quad (5.5)$$

Neste caso, a função custo de produção apresenta economias de gama. Assim, é mais económico a empresa produzir os dois produtos ou serviços do que ter duas empresa a produzirem cada um dos produtos ou serviços.

Analisou-se os atributos da função de custo de produção que estabelece em que condições é mais eficiente concentrar a produção numa só empresa do que numa multiplicidade de empresas: economias de escala e economias de gama.

A evolução do conceito de monopólio natural e as respostas de políticas públicas focam-se mais sobre as consequências estabelecidas pelo mercado não regulado se a tecnologia apresentar características de monopólio natural: produto ou serviço essencial, produto não armazenável, efeitos de rede e proporção elevada do custo fixo face ao custo variável.

A presença de economias de escala e a presença de custos encalhados (*sunk costs*) ou custos fixos que constituem uma grande fração do custo total facilita a competição destrutiva que por sua vez conduz, no longo prazo, a uma só empresa ou um número muito restrito de empresas no mercado. Há custos sociais na duplicação de instalações quando se verificam economias de escala.

A assunção que há custos fixos mas não há custos encalhados, como defende a teoria dos mercados contestáveis, não faz muito sentido. Os custos encalhados são o que faz a distinção entre o incumbente e os potenciais entrantes ou potenciais concorrentes. Na ausência de custos encalhados não há diferença real entre as empresas que estão no mercado e as empresas que potencialmente estão no mercado na medida em que a entrada e a saída se realizam sem custos.

A situação que determina a regulação do preço e da entrada baseia-se na racionalidade do monopólio natural que entretanto requer significativos rendimentos crescentes à escala e a existência de importantes custos encalhados, os quais representam uma parte significativa do custo total.

5.2.3 Porquê regular monopólios?

De uma forma geral, é importante reconhecer que na realidade não há uma linha divisória precisa entre indústrias que são monopólios naturais e indústrias que são imperfeitamente concorrenciais. Assim, a definição técnica do monopólio natural deve ser cuidadosamente separada da questão de ser e como regular uma dada indústria.

A situação normativa para a imposição da regulação do preço e da entrada em indústrias, onde os fornecedores têm características de monopólio natural, é estabelecida pelas seguintes condições: a) indústrias com características de monopólio natural exibem piores performances num número de dimensões; b) é possível na teoria e na prática que o governo implemente a regulação do preço e da entrada de modo a aumentar as performances comparadas com a situação obtida com o mercado não regulado.

Havendo falhas de mercado, a intervenção do governo, através da regulação, deve colocar algumas questões:

Qual é a natureza e a amplitude dos problemas que emergem na ausência da regulação do preço e da entrada em indústrias com características de monopólio natural?

Que instrumento regulatório está disponível para estimular a performance da indústria e quais os pontos fortes e fracos?

Quais são os atributos da indústria que emergem como resultado do ambiente regulado?

Tendo em conta os custos diretos e indiretos da regulação, a regulação imperfeita é superior ao mercado imperfeito?

5.2.4 A Regulação Independente

De acordo com definição da OCDE (*L'Organisation de Coopération et de Développement Économiques*), em sentido lato, a regulação económica consiste na imposição de regras emitidas pelos poderes políticos, incluindo sanções, com a finalidade específica de modificar o comportamento dos agentes económicos no sector privado. A regulação é utilizada em domínios muito diversos e recorre a numerosos instrumentos entre os quais o controlo dos preços, da produção ou da taxa de rentabilidade (lucros, margens ou comissões), a publicação de informações, as normas, os limiares de tomada de participação. Diferentes razões têm sido avançadas a favor da regulação económica. Uma delas é limitar o poder de mercado e aumentar a eficiência ou evitar a duplicação de infraestruturas de produção em caso de monopólio natural. Outra razão é proteger os consumidores e assegurar certo nível de qualidade, assim como o respeito de certas normas de comportamento, nomeadamente em matéria de deontologia para algumas profissões liberais como os médicos ou os advogados. A regulação pode, também, ser adotada para impedir a concorrência e proteger os fornecedores de bens e serviços (…)".

A regulação de um cada vez maior número de sectores estratégicos por entidades administrativas independentes do governo central tem sido um modelo cada vez mais adotado nas sociedades modernas.

Estes sectores estratégicos apresentam, em parte, características de monopólios naturais verificando-se subaditividade da função custos e, portanto, ganhos de escala, ou seja, com o aumento da procura os custos unitários de prestação do serviço reduzem-se.

Estes sectores estratégicos situam-se nomeadamente nas áreas da eletricidade, gás natural, água, telecomunicações, distribuição postal, caminhos-de-ferro, autoestradas, entre outras. A mesma situação verifica-se noutras áreas, como é o caso da saúde ou dos seguros, em que, em resultado das suas características particulares, designadamente a grande assimetria de informação entre os agentes do lado da oferta e da procura, a que acresce o facto dos compradores genericamente

encontrarem-se em situações extremamente frágeis podendo ser alvo de comportamentos monopolistas, justifica-se a regulação. Importa ainda indicar outras áreas fundamentais para o desenvolvimento das sociedades modernas, como seja o sistema financeiro ou o mercado de valores mobiliários, que estão sujeitos a regulação de modo a maximizar as suas eficiências, robustez e confiança do mercado.

A participação de entidades reguladoras independentes no processo de regulação de empresas obriga naturalmente à existência de novas formas de legitimação. Assim, da legitimação dos governantes e políticas através de processos eleitorais acrescenta-se a legitimação das regras, procedimentos e medidas através de processos de consulta pública. O recurso sistemático a processos de consulta pública no âmbito da aprovação das decisões da regulação legitíma a sua atuação e existência. De igual modo são criados conselhos consultivos onde estão representados os vários agentes interessados nas decisões da regulação, como as associações de defesa dos interesses dos consumidores, as empresas do sector, associações empresarias, governo, entre outras, devendo estes conselhos emitir parecer sobre as propostas da regulação.

Este novo processo de governação obriga a ter consumidores e cidadãos informados e participantes conscientes do seu dever de exercício de cidadania. Tal exige um grande esforço da regulação no domínio da transparência, divulgando informação caracterizadora sobre os sectores a regular, submetendo propostas de regulamentação acompanhadas por documentos justificativos e de análise de impactes, por forma a permitir a participação de todos os agentes interessados em igualdade de circunstâncias.

Em conclusão, considera-se que a regulação independente é um vetor importante na promoção da eficiência económica dos setores regulados na medida em que permite, entre outras situações, (i) modernizar o processo de governação envolvendo-se todos os agentes interessados no processo de decisão (conceção e aprovação das regras e medidas), (ii) aumentar a transparência e informação sobre os sectores sujeitos a regulação possibilitando a escolha consciente de todos os agentes, designadamente, operadores de redes, fornecedores e consumidores, (iii) criar condições de mercado que permitam a tomada de decisões de forma descentralizada , envolvendo o maior número de agentes na gestão e controlo dos processos (iv) definir tarifas e preços das atividades reguladas, designadamente das que apresentam características de monopólios naturais, aderentes aos custos marginais por forma a, por um lado, maximizar-se a eficiência alocativa na utilização dos recursos e por outro lado, assegurar-se o equilíbrio económico-financeiro das empresas promovendo-se o investimento nas infraestruturas, (v) definir níveis eficientes de qualidade de serviço e garantia de fornecimento e respetiva monitorização adequados às tarifas e preços pagos pelos consumidores e (vii) obter condições mais vantajosas em termos de tarifas e preços eficientes contribuindo para o bem-estar dos consumidores e para a competitividade das empresas.

5.2.5 Objetivos da Regulação

A eficiência económica exige racionalidade para a regulação do preço e da entrada. Assim, os principais objetivos da entidade reguladora são:

1. Custos eficientes para os produtos e os serviços: Os preços regulados (tarifas) devem estabelecer aos clientes sinais eficientes de preços de modo a guiá-los nas suas decisões de consumo. Idealmente, os preços devem ser iguais aos custos marginais ou incrementais. Contudo, a viabilidade da empresa, sob gestão eficiente, requer, por vezes, o escalamento daqueles preços de modo a assegurar a sua sustentabilidade económica.

2. Custos eficientes de produção: A racionalidade do monopólio natural restringe a entrada a uma só empresa para tornar possível a exploração de todas as economias de escala e de gama. A questão da inibição da entrada de outras empresas é complicada e pode levar a empresa a não preocupar-se com a eficiência económica. A regulação deve criar incentivos à empresa que a induza à minimização de custo e ao incremento da qualidade de serviço.

3. Níveis eficientes de produção e de investimentos: A empresa regulada deve fornecer a quantidade de serviços solicitada pelos consumidores e realizar os investimentos em instalações necessárias ao longo do tempo e com qualidade razoável. Assim, os mecanismos de regulação devem respeitar a restrição de que a empresa só pode investir, se o investimento tiver garantida *ex-ante* uma remuneração razoável.

4. Níveis eficientes de qualidade de serviço e variedade de produtos: Os produtos devem ser fornecidos com diferentes níveis de qualidade de serviço e garantia de serviço. No caso da rede elétrica, não é fácil descriminar o produto para diferentes consumidores.

5. Lucro do monopólio: Os lucros da empresa regulada devem ser tais que a induzem à eficiência

6. Objetivos de distribuição: A legislação pode impor à empresa regulada objetivos de distribuição: uniformidade tarifária, preços e condições especiais para consumidores carenciados.

Desde há longo tempo que o conceito de comissão reguladora foi introduzido nos Estados Unidos[62]. Nos Estados Unidos, a comissão reguladora independente e especializada baseia-se em vários atributos: um razoável nível de independência da comissão e dos seus funcionários face aos poderes legislativo e executivo, o poder para estabelecer regras de contabilidade e de vigilância das empresas reguladas. A equipa de profissionais da comissão reguladora deve ser competente nas áreas da engenharia, economia e direito. Para recorrer das decisões da comissão há o recurso aos tribunais.

---

[62] Em Portugal, a Entidade Reguladora do Setor Elétrico (ERSE) entrou em funções em 1997. Mais tarde, a ERSE passou também a regular o setor do gás natural sendo modificada a sua designação para Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Muita da literatura teórica e prática sobre a regulação do preço de monopólios naturais assume que há um monopólio legal que fornece um ou mais produtos ou serviços e uma agência de regulação (comissão) cuja função fundamental é fixar para os clientes os preços dos produtos ou serviços e estabelecer uma metodologia para a remuneração da empresa regulada.

5.2.6 Regulação do Custo do Serviço ou da Taxa de Retorno

Assume-se que a comissão reguladora conhece os custos incorridos pela empresa regulada, os quais são função da procura. Considera-se ainda que a empresa regulada não atua estrategicamente de modo a aumentar os custos e a distorcer a informação detida pelo regulador.

Na realidade, a regulação não detém toda a informação da empresa regulada. Esta, em princípio, conhece melhor a sua estrutura o que permite atuar estrategicamente de modo a obter melhor condições na sua regulação.

Muita da evolução das comissões de regulação e dos procedimentos regulatórios têm visado obter mais e melhor informação das empresas reguladas.

A regulação do custo do serviço (*cost of service regulation*) ou regulação da taxa de retorno (*rate of return regulation*) tem sido a solução tradicional quer nos Estados Unidos quer mais recentemente na Europa. Assim, os resultados obtidos com esta metodologia constituem um termo de comparação (*benchmark*) para outras metodologias.

A tradicional regulação do custo do serviço é frequentemente criticada como sendo ineficiente. No entanto, esta crítica é por vezes infundada, a regulação do custo do serviço tenta responder aos problemas da informação imperfeita e incompleta do regulador.

A aplicação dos modernos mecanismos de regulação por incentivos é mais um acrescento que a substituição da regulação do custo do serviço.

Na prática da regulação do custo do serviço ou da taxa de retorno, o processo regulatório nos Estados Unidos, para minimizar a assimetria de informação, estabeleceu algumas regras.

Os reguladores adotaram um sistema uniforme de contabilidade para cada setor regulado: relato dos custos de capital e de operação segundo determinadas regras de acordo com a valorização dos ativos, amortizações, tratamento dos impostos, categorias de custos de operação, separação das atividades reguladas das não reguladas e a questão dos financiamentos dos seus investimentos. Os relatórios elaborados pelas empresas são auditados e qualquer falsidade pode ser punida. Na medida em que na maior parte dos estados e a nível federal nos Estados Unidos são usadas as mesmas regras para estabelecer os relatórios, então é possível realizar análises comparativas entre empresas reguladas e entre comissões de regulação. Deste modo, é possível estabelecer a regulação por comparação (*yardstick regulation*)

Nos Estados Unidos há uma importante base de dados à qual a regulação pode recorrer para obter mais e melhor informação sobre o setor regulado. Naturalmente, cada empresa regulada tem as suas especificidades o que deve ser tido em conta para a sua regulação.

No processo regulatório, isto é, na regulação de uma empresa, não se requer que o regulador aceite todos os custos da empresa mesmo que auditados. O regulador pode desalojar custos que ele entenda que não são justos nem razoáveis. O risco regulatório que advém da possibilidade da não aceitação de custos revela-se como uma pressão sobre a empresa regulada.

P. Joskow refere que, nos Estados Unidos, os preços regulados não são continuamente ajustados de modo que eles estejam continuamente adaptados à evolução dos custos. Por vezes, há longos períodos (*regulatory lag*) durante os quais os preços não variam[63].

O principal mecanismo de regulação nos EUA é o estabelecimento dos parâmetros de regulação (rate case). Este processo é público quase judicial no qual a agência de regulação estabelece os parâmetros de regulação para a empresa e, normalmente, não acontece de forma periódica. Um caso típico tem duas fases: na primeira determina-se o proveito total da empresa ou o seu custo do serviço total e na segunda fase desenha-se a estrutura das tarifas. De seguida, analisa-se a primeira fase.

O custo do serviço total tem numerosos componentes que se podem aglutinar nos seguintes grupos:

1. Custos de Operação (por exemplo: combustíveis, trabalho, materiais, etc …), *Operating Costs*: OC .

2. Custos de Capital que podem ser divididos em:

i) Valor dos ativos a remunerar, *Regulatory Asset base Value*: RAV

ii) Amortização anual dos ativos a remunerar, *Depreciation*: D

iii) Taxa de retorno permitida sobre os ativos a remunerar: r

iv) Taxa de impostos: t

3. Outros custos: F

O custo do serviço total no ano t é dado por:

$$R_t = OC_t + D_t + r(1+t)RAV_t + F_t \tag{5.6}$$

As componentes de custos são inicialmente retiradas dos livros de contabilidade da empresa e, em regra, são estabelecidas pelo regulador.

[63] Em Portugal, têm existido ajustes anuais para ter em conta, nomeadamente, os efeitos da variação da procura e da variação de encargos variáveis.

O princípio básico legal que governa a regulação do preço nos EUA é que os preços regulados devem ser fixados a níveis tal que se estabeleça para a empresa uma oportunidade razoável para recuperar os custos dos investimentos realizados de forma eficiente e que sejam necessários para a satisfação das obrigações de serviço, e não mais do que é necessário.

5.2.7 Regulação por Incentivos

A teoria convencional do preço ótimo, produção e investimentos realizados pelas empresas reguladas considera que os reguladores estão completamente informados acerca da tecnologia, custos e procura dos consumidores relativamente às empresas que eles regulam. Na verdade, nem sempre é assim. Os reguladores podem ter uma informação incompleta acerca dos custos de oportunidades e do comportamento da empresa regulada.

A empresa regulada pode usar os seus conhecimentos para atuar estrategicamente no processo regulatório de modo a aumentar os seus lucros com prejuízo para os consumidores.

A teoria da regulação por incentivos trata dos problemas de assimetria de informação, dos constrangimentos dos contratos, da captura do regulador e de outros assuntos relativos à regulação.

A principal metodologia de regulação por incentivos envolve fixar *ex-ante*, por exemplo, o preço de venda do produto. Habitualmente, é estabelecida uma fórmula do preço que começa com um preço particular e ajusta-se este preço para ter em conta variações exógenas. Este mecanismo de regulação é designado por regulação de preço máximo ou regulação de *price-cap*.

Sob a regulação de *price cap*, o regulador estabelece um preço inicial p_0 (ou um vetor de preços). Este preço é então ajustado de um ano para o seguinte tendo em conta a variação da inflação (RPI) e um objetivo de produtividade designado por X. Assim, o preço no ano 1 é dado por:

$$p_1 = p_0\ (1 + RPI - X) \qquad (5.7)$$

RPI traduz a taxa de inflação, X reflete o fator de produtividade que o regulador espera obter.

Alguma forma de regulação do custo do serviço é necessária para estabelecer o preço no ano inicial, p_0. O mecanismo do preço fixo (*price cap*) opera durante um período de tempo preestabelecido (por exemplo, 3 ou 5 anos), designado por período regulatório.

No final de cada período regulatório, um novo preço inicial, p_0, e um novo valor de X são estabelecidos para um novo período regulatório. Naturalmente, para estabelecer p_0 e X é necessário realizar o cálculo baseado no custo do serviço.

Normalmente, a regulação do preço máximo tem por objetivo especificamente os custos de operação sendo os custos de capital estabelecidos através da regulação do custo de serviço.

É reconhecido que a regulação do preço máximo (*price cap*) pode contribuir para uma redução da qualidade de serviço. A entidade reguladora deve estar vigilante relativamente a este facto, devendo impor critérios de qualidade a respeitar.

5.3 DO MONOPÓLIO REGULADO AO MERCADO CONCORRENCIAL

Para a maioria dos setores económicos, o mercado concorrencial impôs-se como a solução para o encontro entre a oferta e a procura. Noutros setores com determinadas características (energia elétrica, telecomunicações, distribuição de água...) apareceram empresas monopolistas que têm sido, naturalmente, reguladas.

O processo de integração vertical e horizontal no setor elétrico ocorreu de forma natural desde o aparecimento desta indústria no final do século XIX. No início existiam pequenas redes isoladas que ligavam um centro electroprodutor a um centro de consumo; posteriormente, a interligação dos sistemas isolados, conseguida com o desenvolvimento da rede de transporte, potenciou as economias de escala intrínsecas à tecnologia e ao regime cooperativo do funcionamento em rede.

No setor elétrico, as economias de escala e as reduções de custos de transação obtidas com as integrações vertical e horizontal favoreceram o aparecimento do monopólio. Foi desde cedo que se sentiu a necessidade de limitar o poder de mercado da empresa monopolista através de uma ação reguladora, o que deu origem ao monopólio regulado ou empresa pública.

A partir da década de 80, sem colocar em questão o monopólio constituído pela infraestrutura das redes, tem-se defendido que a produção e a comercialização da eletricidade são segmentos do setor onde é possível introduzir a concorrência; nalguns países assistiu-se, assim, à desregulação da indústria elétrica. Para pequenos sistemas isolados aceita-se que a sua exploração seja efetuada através de uma única empresa, pois esta solução reduz os custos de transação.

Alterações tecnológicas significativas que ocorreram nas atividades de produção e de comercialização contribuíram para que as mesmas pudessem passar a ser desenvolvidas em regime de concorrência.

Ao nível da atividade de produção o aparecimento da tecnologia de turbinas a gás de ciclo combinado vem facilitar a entrada de novos agentes produtores através de processos simples de licenciamento para a construção e operação das centrais em substituição dos tradicionais contratos de aquisição de energia. Esta nova tecnologia ao apresentar custos fixos substancialmente inferiores às centrais convencionais a carvão, impactos ambientais e sociais também substancialmente inferiores situação

facilitadora do seu licenciamento e tempos de construção também substancialmente mais reduzidos, vem viabilizar a alteração do anterior modelo inicialmente suportado em contratos de aquisição de energia em que a sua celebração estaria sujeita à realização de um concurso competitivo prévio (competição para entrar no sistema), para outro modelo em que a entrada no sistema é efetuada através de processos simples de autorização e a competição é desenvolvida durante o período de operação da central (competição no terreno), ver o ponto 3.2.6 relativo à questão do risco na produção.

Ao nível da atividade de comercialização, os desenvolvimentos verificados ao nível dos sistemas de informação que viabilizaram o tratamento de quantidades enormes de informação a custos reduzidos vem também viabilizar a entrada neste negócio de novos agentes privados.

Devemos ter consciência que a passagem do monopólio regulado ao mercado concorrencial, no qual os consumidores têm a possibilidade de escolha de fornecedor, não significa só aumentar o eventual número de operadores; significa, também, quebrar todo o enquadramento regulatório preexistente, por exemplo, sobre os centros produtores de energia elétrica. Teoricamente, o risco dos produtores aumenta, no entanto, eles ganham liberdade para estabelecerem estratégias de modo a maximizarem os seus lucros, tendo em conta, naturalmente, a ação dos restantes concorrentes.

5.4 IMPLEMENTAÇÃO DO MERCADO NO SETOR ELÉTRICO

Antes de apresentar as soluções ditas de mercado concorrencial ou melhor, desregulado[64], convém referir como se estabelece, com base nos respetivos custos marginais, a ordem de entrada em funcionamento dos diferentes centros produtores submetidos ao monopólio regulado.

Verificar-se-á que a bolsa obrigatória (pool) é uma solução típica do mercado desregulado. É na bolsa que se confronta a agregação das ofertas de produção, com a agregação das ofertas de consumo e se estabelece um preço de equilíbrio que será pago a todos os centros produtores que tiverem oferecido a sua energia a um preço inferior ao de equilíbrio.

Uma outra metodologia do mercado desregulado, baseia-se na não obrigatoriedade da bolsa e confere a liberdade aos operadores para estabelecerem entre si (produtores e comercializadores) contratos ditos bilaterais, naturalmente, não submetidos à regulação.

[64] Desregulado no sentido de não submetido à regulação económica.

5.4.1 Sistema Regulado

No sistema elétrico regulado todas as relações comerciais que se estabelecem, da produção até à venda da eletricidade, são contratualizadas e aprovadas pela entidade reguladora. Os preços de venda aos clientes finais são fixados de modo a obter o volume monetário global que satisfaça as obrigações decorrentes da regulação.

A expansão do sistema, por exemplo um novo centro produtor ou um incremento da rede, resulta do planeamento centralizado. A aceitação, pela regulação, de novos investimentos, obriga à sua remuneração. Refira-se que o sistema regulado nada impõe relativamente à propriedade dos diferentes segmentos do setor e ao número de empresas. Assim, nos diversos países, encontramos situações distintas, quer no que se refere à propriedade (pública ou privada) quer relativamente ao número de empresas (uma ou várias).

Se o planeamento centralizado tem por objetivo a minimização do custo no longo prazo, uma outra característica do sistema regulado é a necessidade de existir um organismo responsável pela minimização dos custos de operação diária e ao longo do ano: coordenação da manutenção programada e estabelecimento da entrada (saída) em funcionamento dos diferentes centros de produção. Em cada momento, as centrais disponíveis devem ser ordenadas para satisfazerem o consumo, de acordo com os seus custos marginais (custos variáveis de produção). Se esta ordenação é relativamente simples para as centrais térmicas e hídricas de fio de água (sem armazenamento)[65], o mesmo já não se verifica para as hídricas de albufeira (com armazenamento). Para estas últimas, a obtenção do custo marginal não é fácil, pois é necessário o recurso a um programa de otimização para estabelecer, em cada instante, o valor económico da água armazenada nas albufeiras, ver Anexos I e II:

É importante assinalar que o sistema regulado não é avesso à concorrência. O novo aproveitamento energético deve ser construído através de um concurso público.

As atividades reguladas estão apenas submetidas ao risco técnico de operação; apresentam, portanto, um risco reduzido. A sua remuneração deveria refletir o baixo risco inerente e não deveria ser constante durante a longa vida do aproveitamento; a indexação ao mercado de capitais, por exemplo, teria a virtude de indexar a remuneração do setor elétrico a um mercado concorrencial.

[65] As energias renováveis eólica e fotovoltaica são caracterizadas por custos marginais nulos e têm prioridade na injeção de energia na rede.

5.4.2 Bolsa Obrigatória de Energia Elétrica

5.4.2.1 Introdução

Nos sistemas elétricos onde existe uma bolsa obrigatória para realizar as vendas e compras de energia elétrica, tem de existir um agente neutro face aos interesses em confronto; o operador do mercado. Este, recebe dos produtores as ofertas de venda de energia descriminadas, por exemplo, para as 24 horas do dia seguinte. Recebe dos comercializadores, distribuidores e de alguns consumidores as ofertas de compra igualmente descriminadas. Para cada hora do dia seguinte, o operador de mercado faz a agregação das ofertas de venda, isto é, constrói uma função p_v (preço) crescente com P (potência = energia por hora). Para o mesmo intervalo de tempo agrega as ofertas de compra elaborando a função da procura p_c (preço) decrescente com P, Figura 5.2.

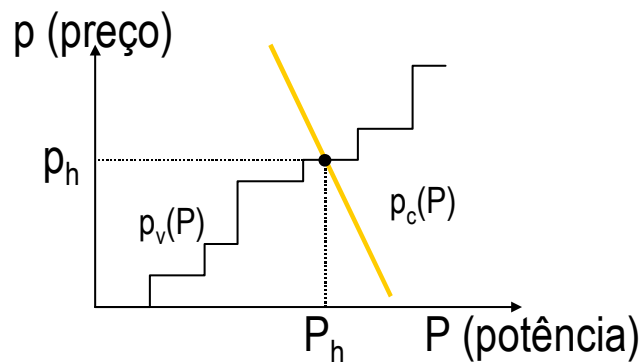



Figura 5.2 - Determinação do preço de equilíbrio

Para a hora h, o ponto de encontro das duas curvas determina o par de valores P_h e p_h. Todas as centrais que ofereceram a sua produção a um preço inferior a p_h são selecionadas para funcionarem nessa hora, o somatório das suas potências é igual a P_h. Todos os centros produtores selecionados são remunerados pelo preço de encontro, preço marginal do sistema na hora h.

A central que ofereceu energia a custo zero, por exemplo um aproveitamento hidroelétrico de fio de água puro, será remunerado, na hora h, pelo preço marginal do sistema. A receita assim obtida será para pagar o encargo fixo de instalação. A central selecionada com preço igual a p_h, também tem custos fixos; como são estes recuperados? A resposta não tem sido fácil e a situação simplista encontrada tem sido a de atribuir às centrais disponíveis uma verba suplementar, por vezes designada por garantia de potência, (ver Capítulo 4 Garantia de Abastecimento e Anexo II, Capítulos A2.3 Otimização a Curto Prazo e A2.4 Otimização de Longo Prazo).

A circulação da energia da produção até ao local de consumo faz uso das redes (monopólio regulado) às quais é devido o pagamento de uma quantia regulada – tarifa de uso de redes.

Na prática, os consumidores finais não atuam diretamente na bolsa. Há intermediários, os comercializadores e o(s) distribuidor(es). Estes últimos gerem a rede de distribuição que chega ao cliente e podem vender-lhe a energia com preços regulados – as tarifas de clientes finais. Os comercializadores adquirem a energia na bolsa, pagam o uso das redes utilizadas e vendem aos clientes com preços não regulados.

No sistema desregulado, com bolsa obrigatória, os preços de venda aos clientes finais deveriam refletir os preços estabelecidos na bolsa. No entanto, o poder político, receoso do mercado, tem estabelecido tarifas de venda a clientes finais que não traduzem o comportamento de curto prazo na bolsa; é óbvio que as tarifas estabelecidas pelo poder político funcionam como preços máximos.

A existência, em simultâneo, da bolsa obrigatória e de preços máximos de venda aos clientes explicam, em parte, o que se passou na Califórnia e o que, também, aconteceu em Espanha. Nestas condições, é o comercializador que suporta os eventuais elevados lucros da produção e, sendo o comercializador independente da produção, ele pode ser conduzido à falência como aconteceu na Califórnia. Por outro lado, se o comercializador e a produção de eletricidade pertencerem ao mesmo grupo empresarial e sobretudo se o poder político garantir a posterior recuperação de eventuais défices, tal como acontece em Espanha e Portugal, não há risco de falência do grupo. No país vizinho, a figura do comercializador sem produção própria (comercializador independente) não tem conseguido impor-se apesar de terem existido várias tentativas.

No sistema elétrico baseado na bolsa obrigatória, a responsabilidade pela garantia de fornecimento está diluída, o que pode provocar problemas de abastecimento em situações extremas. É de salientar que esta questão não se colocou enquanto existiu a bolsa de Inglaterra e Gales (Pool). Surgiu nova produção, a qual pode ser justificada pelos preços verificados na “pool” e pela existência de uma densa rede de gás apresentando preços convidativos.

O reconhecimento, pelo regulador inglês, de que o preço da “pool” não traduzia as reduções nos custos da produção, levou-o a propor uma nova metodologia para realizar as transações de energia que é designada por “*New Electricity Trading Arrangements*” (NETA), que elimina a bolsa obrigatória e que permite os contratos bilaterais entre produtores e comercializadores. Esta forma de organização será analisada no ponto 5.4.3.

5.4.2.2 Custos versus preços no mercado elétrico do sistema equilibrado

Um qualquer manual de Sistemas de Potência mostra que a minimização do custo de operação de um Sistema de Energia Elétrico baseia-se na consideração dos custos variáveis de produção, isto é, dos custos marginais dos centros produtores. Estes são ordenados de modo que, para uma dada

potência solicitada esta é satisfeita com os centros produtores de menores custos variáveis de produção.

Sabe-se, também, que ao menor custo de operação referido no parágrafo anterior pode corresponder ao menor custo total do sistema, isto é, a soma dos custos variáveis mais os encargos fixos, como se demonstrou no ponto 3.2.3.1 e nos Anexos I, II e III.

No que se segue, retoma-se o exemplo numérico de P. Joskow, apresentado no ponto 3.2.3.1, que consiste em considerar três tecnologias: base (1), intermédia (2) e de ponta (3) a alimentar um dado sistema elétrico caracterizado pela respetiva curva monótona.

Com as condições de operação estabelecidas, foi possível calcular no ponto 3.2.3.1 os custos totais de cada tecnologia e do sistema na sua globalidade (Total Costs), que são novamente ilustrados na Tabela 5.1. Estes são os custos que a regulação tradicional considera. P. Joskow, no referido artigo, descreve a metodologia anterior como sendo: "*old literature on peak load pricing and investment for electricity*" e refere ainda: "*well functioning markets should reproduced these idealized central planning results*".

Examinemos, também, a situação em que o sistema está submetido ao mercado spot cujo *clearing price* coincide com o custo marginal do sistema. É uma situação pouco plausível pelas razões referidas anteriormente, no entanto, os valores assim obtidos traduzem os valores mínimos garantidos aos produtores (*Min. Revenues*), Tabela 5.1.

Tabela 5.1

Tecnologia de operação	Custo total $\$10^9$	Mínimo garantido $\$10^9$
Base	5.940	4.765
Intermédia	1.385	0.996
Ponta	0.368	0.173
TOTAL	7.693	5.934

Para a situação em análise, teoricamente eficiente, os custos totais de cada tecnologia e do sistema não são obtidos através do mercado. Na verdade, se o preço de fecho do mercado for igual ao custo marginal do sistema então não está assegurada a viabilidade económica da produção.

Face aos resultados da Tabela 5.1, P. Joskow apresenta metodologias que procuram assegurar a viabilidade económica dos produtores. Como a receita associada ao custo marginal não é suficiente

há que lhe acrescentar mais alguma coisa, como se mostra no Capítulo 4, Garantia de Abastecimento.

A insuficiência descrita e ilustrada na Tabela 5.1 existirá em todas as situações? A reposta a esta questão será dada no ponto seguinte.

5.4.2.3 Custos versus preços no mercado elétrico de um sistema desequilibrado

A situação descrita no ponto anterior corresponde a uma situação otimizada. Na verdade, no sistema equilibrado as tecnologias são despachadas de acordo com a ordem crescente dos custos marginais e as utilizações são obtidas de modo a conseguir o mínimo custo total. É uma situação eficiente.

Vamos agora admitir que, mantendo-se o consumo e as potências instaladas das três tecnologias consideradas, ver ponto 3.2.3.1, verifica-se uma alteração significativa nos preços dos combustíveis, exceto o da base que permanece constante, Tabela 5.2.

Tabela 5.2

Tecnologia de operação	Custo fixo anual $/MW/Ano	Custo variável $/MWh
Base	240000	20
Intermédia	160000	70
Ponta	80000	160

Com as hipóteses formuladas, as utilizações das tecnologias são as definidas na Fig. 3.2; nestas condições o sistema está desequilibrado.

É possível calcular os custos totais de cada tecnologia e do sistema na sua globalidade (Total Costs), que são ilustrados na Tabela 5.3. Estes são os custos que a regulação tradicional considera.

Examinemos, também, a situação em que o sistema está submetido ao mercado *spot* cujo *clearing price* coincide com o custo marginal do sistema. Os valores obtidos traduzem os valores mínimos garantidos aos produtores (Min. Revenues), Tabela 5.3.

Tabela 5.3

Tecnologia de produção	Custo total $\$10^9$	Mínimo garantido $\$10^9$
Base	5.940	8.683
Intermédia	1.992	1.992
Ponta	0.541	0.346
TOTAL	8.473	11.021

A análise das Tabelas 5.3 e 5.1 permite obter resultados interessantes:

1) Custo total. Estes custos referem-se à situação regulada. O duplicar do preço dos combustíveis, exceto o da base que se mantém constante, incrementa o custo total em 10%, isto é, o preço médio regulado aumenta 10%.

2) Mínimo garantido. Estas receitas referem-se à situação de mercado no qual se considera que o preço de equilíbrio, *clearing price*, é igual ao custo marginal do sistema. Na situação descrita na Tabela 5.1 todas as tecnologias são incapazes de recuperarem os seus custos fixos; como já se referiu é um caso economicamente insustentável. Idêntico fenómeno verifica-se na Tabela 5.3 para a tecnologia de ponta, no entanto a subida dos combustíveis tem um impacto muito significativo para a tecnologia de base que agora obtém lucros muito elevados. O valor total de Min. Revenues é 30% mais elevado que o valor total de Total Costs, o que significa que o preço médio nesta situação de mercado é 30% mais elevado que o preço médio regulado.

A subida dos preços dos combustíveis mantendo o de base constante traduz a situação vivida nos últimos anos em que os preços do petróleo e do gás natural subiram extraordinariamente enquanto que os preços das tecnologias de base (hídrica e nuclear) mantiveram-se constantes. Se o preço do mercado coincidir com o custo marginal podem existir produtores com lucros excessivos!

Os elevados lucros das tecnologias de base dão um sinal que se deve investir nestas tecnologias. Por várias razões (ambientais, políticas, incerteza regulatória, longos tempos de licenciamento e de implementação, etc.) não tem sido este o caminho. O aumento do consumo ao longo dos anos tem sido satisfeito unicamente com tecnologias intermédias (gás natural) e assim, hoje, há sistemas elétricos onde as tecnologias de reduzidos custos variáveis já não são marginais durante as 8760 horas do ano. Esta situação é ainda mais desequilibrada que a descrita na Tabela 5.3 e, naturalmente, com resultados ainda mais gravosos para os consumidores.

5.4.2.4 Alguns conceitos e conclusões

A descrição do mercado elétrico é realizada com base na Teoria do Equilíbrio Parcial. No entanto, é habitual associar-lhe alguns dos importantes resultados da Teoria do Equilíbrio Geral, nomeadamente, no que se refere à eficiência (de Pareto) da situação de equilíbrio. A transposição dos resultados da Teoria do Equilíbrio Geral para o mercado elétrico é aceitável?

É o próprio K. Arrow que nos alerta para as limitações da Teoria do Equilíbrio Geral: *A teoria económica moderna tem gradualmente refinado as condições sob as quais o sistema de preços pode não conduzir a uma alocação dos recursos eficaz ou ótima. A maior parte das discussões tem abordado três razões principais - indivisibilidade, não apropriável e incerteza - e em torno de conceitos - rendimentos crescentes, externalidades, bens públicos, custos de transação, falhas de*

mercado... temos a necessidade urgente de qualquer coisa que incluindo a teoria neo-clássica a ultrapasse".

Enfim, não basta impor o mercado a funcionar a custos marginais para se obter simultaneamente a maximização dos objetivos dos consumidores e dos produtores. O funcionamento do mercado com custos marginais *per si* não garante a eficiência.

É interessante assinalar ainda que no quadro da Teoria do Equilíbrio Parcial a curva da oferta da Fig. 5.2, apesar de ser uma função crescente, apresenta uma característica que a distingue da usual curva de oferta dos manuais de Economia. Na verdade, no sistema equilibrado, se os preços forem os custos marginais então em qualquer ponto contínuo da curva de oferta da Fig. 5.2, o custo médio é superior ao custo marginal. Qualquer ponto contínuo da curva de oferta encontra-se à esquerda do mínimo da usual função U, do preço em função da quantidade, que se encontra nos manuais de Microeconomia!

Em setores industriais onde o custo marginal é inferior ao custo médio, o estabelecimento da curva da oferta não é uma tarefa fácil.

No setor elétrico, a presença em simultâneo de diferentes tecnologias estabelece em cada intervalo de tempo a presença de tecnologias com custos marginais diferentes. Se o processo concorrencial forçar os produtores a operarem com o custo marginal da central marginal, esta não recupera o encargo fixo. Relativamente às centrais de menores custos de produção, a recuperação dos respetivos custos fixos pode ou não acontecer; tal depende de as tecnologias de produção não estarem ou estarem em equilíbrio.

Em ambiente de mercado, as situações desequilibradas que resultam da variação significativa de alguns combustíveis ou da não distribuição equilibrada das tecnologias pode conduzir a preços demasiados elevados para os consumidores, mesmo com o mercado a funcionar com custos marginais.

5.4.3 Contratos Bilaterais

O principal relacionamento entre a produção e a comercialização no tipo de mercado em análise, caracteriza-se por se estabelecer através de um contrato (bilateral) entre produtor e comercializador ou consumidor; naturalmente que esta relação técnico-comercial não está sujeita à regulação. O uso das redes continua regulado.

Secundariamente, para permitir transações de energia excedentária, pode surgir uma (ou várias) bolsa de energia de excedentes, não obrigatória, que processa uma quantidade de energia cujo volume tem sido reduzido (inferior a 5%), face ao afeto aos contratos bilaterais. Assim tem

acontecido, nas bolsas não obrigatórias que se constituíram na Inglaterra e Gales, Holanda, Alemanha e França.

O reduzido peso das transações fora dos contratos bilaterais indicia que o relacionamento bilateral entre a produção e a comercialização, conduz à criação, ou ao reforço, dos grupos empresariais integrados e autossuficientes.

Refira-se que neste tipo de mercado, o contrato bilateral entre um (só) centro electroprodutor e um cliente não faz sentido, pois significa estar fisicamente no sistema em rede e ter um comportamento de sistema isolado. O comercializador só garante aos seus clientes um funcionamento com elevada garantia de fornecimento, se tiver à sua disposição produção suficiente para situações severas: avaria de equipamentos, seca prolongada e se for possível estabelecer, convenientemente, a manutenção programada. O modelo desregulado em análise favorece a criação ou a manutenção de grupos empresariais integrados e com uma certa dimensão crítica.

É razoável e o passado assim o demonstrou, admitir a cooperação entre grupos empresariais existentes. A produção independente dos grupos integrados referidos, tem mais dificuldades em entrar no mercado de contratos bilaterais do que no sistema de bolsa obrigatória.

O caso do mercado elétrico nórdico constituído pela Noruega, Suécia, Finlândia e parte da Dinamarca, merece uma menção especial, pelo facto de a bolsa não obrigatória gerir um volume de energia mais elevado do que o referido anteriormente. A hidroeletricidade tem um papel determinante; em especial na Noruega, ela representa quase 100% da energia produzida. Este facto pode ser determinante para as importantes transações na bolsa e para os baixos preços que nela se têm verificado, habitualmente.

5.4.4 Mercados de futuros

Para além das suas propriedades, os produtos, distinguem-se entre si, pelo instante em que estão disponíveis e pelo lugar onde são disponibilizados. Assim acontece com a eletricidade.

No mercado diário (pool), são estabelecidos os preços da energia elétrica para cada hora do próximo dia; o mercado intra diário tem em conta os ajustamentos da produção e do consumo que se revelam necessários à operação do sistema ao longo do dia, assim este mercado estabelece preços da energia elétrica para as próximas horas. As transações de eletricidade com prazos mais dilatados realizam-se no mercado de futuros. Naturalmente, os mercados estabelecem preços que podem ser diferentes consoante o local onde a eletricidade for disponibilizada, como se verá no ponto 5.4.5 onde se aborda a problemática da integração de mercados.

O tempo e a incerteza associada são determinantes no mercado de futuros. A existência da incerteza, por si só, não é suficiente para destruir o papel essencial dos preços na alocação dos

recursos com a condição de que existe um mercado para a realização das transações do produto em questão e que estejam asseguradas as condições para que o contracto a termo se realize.

O que determina o estabelecimento de mercados a termo?

O interesse de um mercado a termo aumenta à medida que a previsão efetuada com base na informação geral e do comportamento do passado é mais difícil, mas há, nos comportamentos agregados, uma melhor informação para que o preço a termo constitua uma melhor previsão. Um contrato a termo requer uma descrição física minuciosa do produto em causa.

No que se refere à eletricidade, por imposição do funcionamento do sistema elétrico, a sua classificação refere-se normalmente às horas do seu fornecimento: base ou ponta, assim, a eletricidade é um produto normalizado o que facilita a organização do seu mercado de futuros. Este faz a agregação das ofertas e das procuras da energia elétrica para um dado intervalo de tempo no futuro e determina o preço de equilíbrio. Os intervalos de tempo no futuro estabelecem: contratos semanais, contratos mensais, contratos trimestrais e contratos anuais, Fig. 5.3.

Futuros Base Espanha, **Futuros Ponta Espanha**, **Futuros Base Portugal**

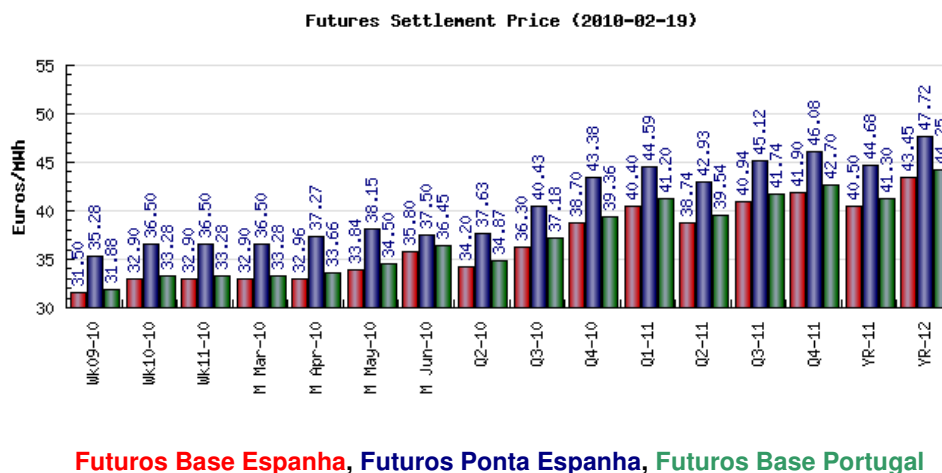



Fig. 5.3: Ilustração dos preços no OMIP

A existência de futuros diferentes em Portugal e em Espanha deve-se a que os mercados de suporte podem se ser diferentes, como se mostrará no ponto seguinte.

5.4.5 Integração de mercados

O desenvolvimento das redes de interligação entre sistemas elétricos nacionais conheceu na Europa um grande dinamismo ao longo dos anos 70. Deste modo, toda a Europa Continental constitui um sistema elétrico sincronizado como se referiu no ponto 3.3.3. A estabilidade, o socorro mútuo e o aproveitamento de economias de escala foram os determinantes para a integração física de sistemas elétricos.

Para além das referidas razões técnicas, a interligação permite trocas comerciais de energia entre países. O objetivo europeu da construção do Mercado Interno da Eletricidade reforçou o papel das interligações no sentido do incremento das transações comerciais de energia entre países. Este processo conduziu a mercados regionais de eletricidade, onde o MIBEL, Mercado Ibérico de Eletricidade, é um caso exemplar.

As trocas de energia entre os sistemas de Espanha e de Portugal aconteceram desde que existe a interligação física entre os dois países. A oficialização do MIBEL é muito mais recente, e assim os mercados elétricos de Espanha e de Portugal estão integrados formando um único mercado na Ibéria.

As transações de curto prazo, diárias, são organizadas pelo operador de mercado OMEL com sede em Madrid. Este recebe as ofertas de energia de produtores espanhóis e portugueses e as procuras por parte de consumidores e comercializadores espanhóis e portugueses. Ele elabora as curvas agregadas da oferta e da procura e determina para cada hora o preço e a quantidade de energia de equilíbrio, tal como se apresentou na Fig. 5.2.

O preço único para a Península Ibérica só se verifica se a quantidade de energia, selecionada no mercado, que deve circular na interligação for compatível com a capacidade da interligação para fins comerciais. Caso contrário, em que se verifica que a quantidade determinada pelo mercado ultrapassa a capacidade da interligação, há separação dos mercados de Espanha e de Portugal (market splitting).

Na situação de mercados separados, o operador de mercado estabelece para cada país, Espanha e Portugal, as respetivas curvas agregadas da oferta e da procura. Estas funções são, naturalmente, elaboradas com a produção e o consumo de cada país e têm em conta a capacidade da interligação. O país com preço mais baixo fornece ao outro a quantidade de energia que esgota a capacidade da interligação. Dito de outra forma, o país com o preço mais elevado consome do outro a quantidade de energia que esgota a capacidade de interligação. A Fig. 5.4 ilustra o mecanismo descrito.

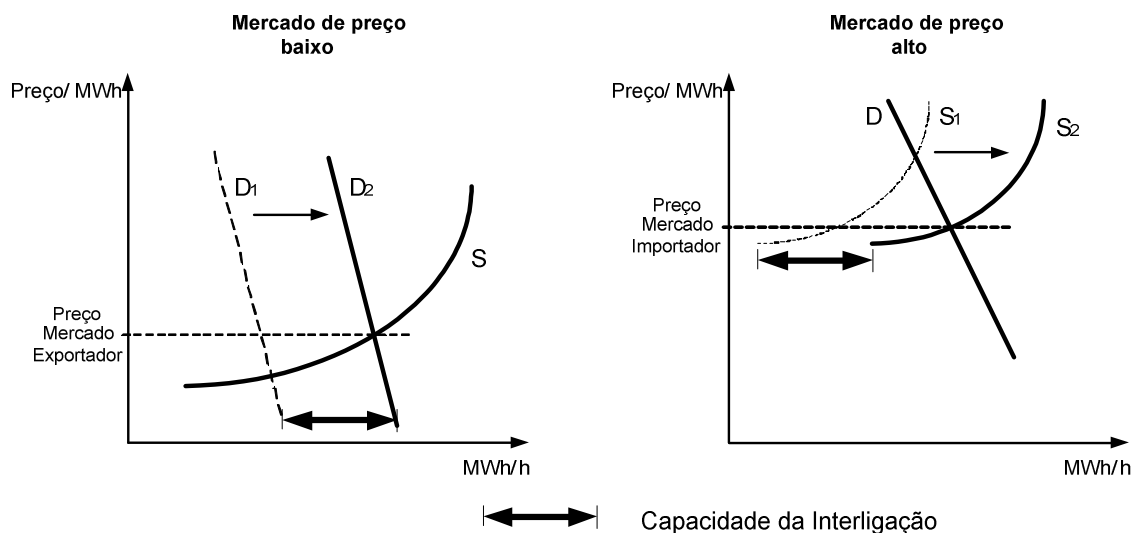



Fig. 5.4: Formação de preços distintos em cada um dos mercados devido à saturação da capacidade de interligação (OMIP)

No MIBEL, à semelhança do que acontece no mercado de energia elétrica escandinavo NordPool, quando a transação ditada pelo mercado excede a capacidade de interligação, estabelecem-se duas zonas com preços distintos. A Fig. 5.5 ilustra que ao longo do dia 23/11/2009 verificaram-se horas com preço único na Península Ibérica e horas com preços distintos em Espanha e em Portugal.

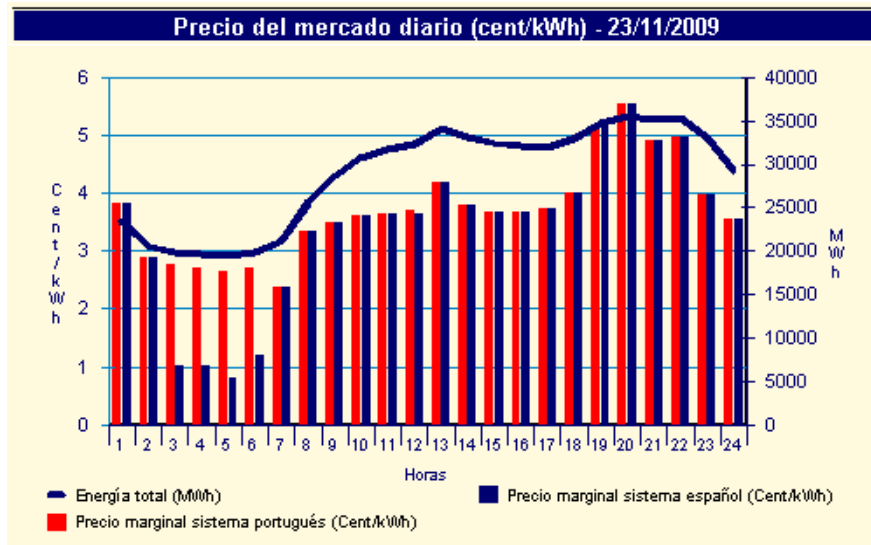



Fig. 5.5: Preços estabelecidos em bolsa, relativos às 24 horas do dia seguinte, para Portugal e Espanha (OMEL)

É interessante referir a renda gerada pela restrição da capacidade da interligação. Relativamente à situação apresentada na figura anterior, a renda acontece nas horas em que se verifica que há preços distintos em Espanha e em Portugal:

$$(p_{Espanha} - p_{Portugal}) * Capacidade\ de\ Interligação$$

Os ganhos obtidos com estas rendas são distribuídos pelos operadores dos sistemas espanhol e português e têm sido destinados a incrementar a capacidade de interligação.

Na medida em que o preço no mercado diário fecha os contratos de futuros, a possibilidade de existirem preços diários distintos em Espanha e em Portugal implica a existência de contratos de futuros distintos nos dois países como se pode verificar na Fig. 5.3.

5.5 CARACTERÍSTICAS DO NEGÓCIO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Miguel A. Fernandez Ordoñez apresentou um artigo intitulado "Guia dos problemas de concorrência no setor energético". Este artigo merece uma especial referência, por dois motivos; o primeiro, pela clareza com que são expostos os problemas que a introdução da concorrência encontra no setor elétrico e o segundo motivo, pelo autor do artigo ser um economista com larga experiência no assunto em questão; foi Presidente do Tribunal de Defesa da Concorrência espanhol, Presidente da Comissão Nacional do Sistema Elétrico (organismo de regulação espanhol) e Governador do Banco de Espanha. Apresentam-se de seguida as características que, na opinião de Miguel Ordoñez, potenciam a existência de poder de mercado no mercado da produção da energia elétrica. Alguns dos comentários apresentados são retirados do artigo referido, outros são da nossa responsabilidade, pois nem sempre há coincidências de opiniões.

1º A rigidez da procura

Discorda-se da posição de Miguel Ordoñez que defende que, a rígida procura no setor elétrico, associada ao poder de mercado de um determinado produtor, lhe confere um elevado nível de lucros.

No nosso ponto de vista, a procura (consumo) apresenta duas componentes; no curto prazo, pode realmente afirmar-se que uma parte do consumo é, aparentemente, inelástica face ao preço (rígida); durante a duração do contrato entre o comercializador e o seu cliente, ou durante o período de validade das tarifas praticadas pelo distribuidor, os clientes não sentem variações de preço. Mas em sistemas elétricos com alguma capacidade de armazenamento de energia, através de bombagem, a parte do consumo associada a este processo depende dos preços da energia elétrica.

A Figura 5.6 mostra uma representação do comportamento da bolsa espanhola em duas horas diferentes de um mesmo dia. Verifica-se que a curva da procura é representada por um troço vertical (procura independente do preço) e por um troço não vertical (dependente do preço), o que ilustra a nossa afirmação anterior.

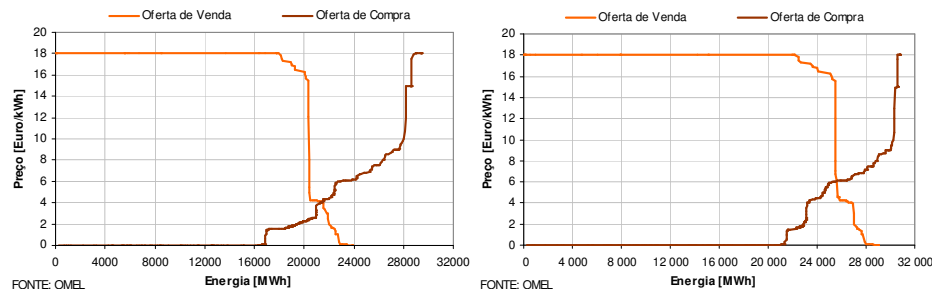



Figura 5.6 - Determinação do preço horário na bolsa (www.omel.pt)

A eletricidade é um fator de produção cujo custo, sobretudo o expectável, determina ou não a alteração ou modulação do processo produtivo ou de hábitos de consumo. Não é razoável considerar que o consumo de eletricidade não depende do seu preço.

2º As barreiras à entrada no mercado

As barreiras à entrada no mercado não se devem apenas aos enormes investimentos necessários para a construção dos equipamentos, mas também ao somatório de licenças requeridas e às ligações às redes (elétrica, gás, carvão) que os referidos equipamentos exigem. Por vezes, o enquadramento regulatório coloca problemas aos novos entrantes.

A contestabilidade é uma teoria com reduzida aplicação no setor; esta teoria defende que, existindo facilidade de entrada no mercado para novos operadores, o exercício do poder de mercado por parte de uma empresa monopolista, desencadeia a entrada imediata de novos concorrentes.

3º Os custos de saída do mercado

Na grande maioria dos centros electroprodutores os custos fixos são determinantes; as exceções são algumas centrais de ponta onde os custos fixos são diminutos face aos variáveis. Por exemplo, num aproveitamento hidroelétrico, praticamente só há custo fixo. Existe, portanto, uma elevada relação entre o custo médio e o custo marginal de produção. Este facto permite estabelecer estratégias que dificultam a entrada no mercado e, na saída, são enormes os valores dos investimentos que estão em causa.

4º Escasso comércio internacional

Se este aspeto é verdadeiro para o setor elétrico espanhol, o mesmo não se verifica no caso português. A interligação elétrica entre Portugal e Espanha, vista do lado português, é suficientemente forte, permitindo trocas energéticas com significado.

Deve referir-se que a transmissão de eletricidade para grandes distâncias não é a solução mais económica para se transportar energia.

5º Não se pode armazenar

Na maioria dos setores, o armazenamento constitui um instrumento de minimização do poder de mercado dos produtores. Existindo um desequilíbrio entre a oferta e a procura ele é contrariado pela ação dos armazenistas.

Num setor elétrico puramente térmico, o armazenamento em larga escala de eletricidade não é economicamente viável. No entanto, e como já se referiu, para os sistemas elétricos com componente hídrica, como é o caso de Espanha e, em particular, de Portugal, o armazenamento é possível, embora limitado. Surge um novo problema: como gerir estas reservas energéticas?

6º A predictibilidade da procura

A procura de energia elétrica é uma função cujo comportamento, no curto e médio prazo, se determina com razoável precisão. Ela depende do nível de atividade económica e da variável com componente aleatória “tempo” (temperatura, nebulosidade, …).

7º O conhecimento dos competidores

As empresas conhecem exatamente a curva dos custos dos seus competidores. Não é difícil prever a reação do mercado e, nestas condições, facilmente podem surgir comportamentos oligopolísticos.

Para além das características apresentadas anteriormente, pensamos que há mais três a acrescentar relacionadas com os aspetos técnicos da produção de energia elétrica.

a) Rendimentos crescentes à escala

Há economias de escala intrínsecas à tecnologia e outras que resultam do regime cooperativo do funcionamento em rede. As primeiras reduzem os custos fixos unitários quando a potência instalada aumenta. Mas o incremento de potência instalada do centro produtor, exige que este esteja integrado num sistema com funcionamento em rede.

b) Sistema de razoável dimensão e com comando central

A minimização de custos de operação e a garantia de fornecimento, requerem a existência de manutenção programada e de gestão global do sistema, em particular, das reservas hídricas.

c) Homogeneidade do produto

Para uma determinada hora de um dado dia, a energia elétrica que circula em Muito Alta Tensão e que, por exemplo, é transacionada em bolsa, é um produto homogéneo. A diferenciação resultante da circulação da energia elétrica até ao cliente final advém, naturalmente, das características das redes, isto é, da parte regulada do negócio.

A concorrência monopolista é uma teoria com reduzida aplicação no setor.

5.6 O NEGÓCIO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Se a produção de energia elétrica necessita de enormes investimentos e ligações às redes (o que estabelece barreiras à entrada e à saída de empresas) a sua comercialização (venda) requer reduzidos ativos; a experiência tem mostrado como é fácil a entrada e a saída das empresas de comercialização.

Não sendo economicamente viável o armazenamento em larga escala da eletricidade e sem produção própria ou contratada a longo prazo, a comercialização, sendo teoricamente possível nos sistemas em bolsa, tem-se revelado uma atividade com enormes dificuldades para se impor.

5.7 O MERCADO MUITO ESPECIAL DA ENERGIA ELÉTRICA

Hoje há quem considere que as redes elétricas constituem um monopólio natural e que a produção e a comercialização da eletricidade são segmentos do setor nos quais é possível introduzir a concorrência.

A nossa insatisfação face a grande parte da literatura que aborda a problemática da concorrência no setor elétrico, conduziu-nos ao texto “Teoria Monetária do Mercado”, de J. Hicks. A leitura dos primeiros capítulos deste livro foi fundamental para enquadrar as nossas ideias sobre o funcionamento dos mercados.

Há diferentes tipos de comerciantes, primários e secundários mas o que fundamentalmente os caracteriza, é a capacidade de comprar e vender no espaço e no tempo, para o que é determinante a formação de “stocks”. Estes dependem da mercadoria em causa; assim, se é fácil armazenar cereais, o mesmo não sucedia no princípio do século, com o peixe, por exemplo. O problema de armazenamento coloca-se, também, na eletricidade, o que faz com que o mercado da energia elétrica seja do tipo “muito especial”, expressão usada por J. Hicks para caracterizar o mercado do peixe do princípio do século XX.

Se na referida época era aceitável que o comerciante de peixe não vendesse porque não tinha recebido mercadoria, hoje, é inaceitável que o comerciante de eletricidade não a tenha sempre disponível para os seus clientes. O comercializador (comerciante) de energia elétrica deve dispor de um meio que lhe garanta a capacidade de fornecimento aos seus clientes. O referido meio é ter produção própria ou produção contratada cujo volume total seja suficiente para garantir o fornecimento aos seus clientes. O que exige, como se referiu no texto, uma dimensão crítica.

Mesmo em alguns manuais de economia industrial a concorrência perfeita merece a primeira página. Ela assegura a existência do equilíbrio geral a que corresponde uma afetação eficiente e ótima no sentido de Pareto. Assim, na microeconomia a concorrência perfeita é vista, muitas vezes, como o paradigma do mercado. A análise das hipóteses requeridas pelo equilíbrio geral, "Teoria do Valor" de G. Debreu, mostra que a maximização do lucro para cada um dos produtores exige rendimentos não crescentes à escala. Tal como para muitas indústrias, a organização da produção de eletricidade, com rendimentos crescentes à escala, não pode ter como arquétipo a concorrência perfeita. O poder de mercado instala-se facilmente; há que limitá-lo sem contrariar as características intrínsecas do processo produtivo.

5.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A transformação do monopólio regulado num mercado concorrencial tem duas facetas: a do consumidor que pode escolher o seu fornecedor e a do agente, produtor ou comercializador, que pode assumir o seu objetivo empresarial sem o constrangimento da regulação.

A desregulação do setor elétrico conduziu, em linhas gerais, a duas modalidades para transacionar a energia produzida: mercado com bolsa obrigatória e mercado de contratos bilaterais.

Na bolsa obrigatória um elemento neutro face aos agentes confronta a agregação das ofertas de produção com as ofertas de consumo. Estabelece-se o preço de equilíbrio que constitui a referência para a receita unitária recebida pelos centros electroprodutores selecionados. Normalmente, os consumidores não acedem diretamente à bolsa; existem os intermediários (comercializadores) que realizam a interface entre a bolsa e os clientes. Teoricamente, o mercado com bolsa obrigatória realiza a desverticalização entre a produção e a comercialização. Nesta metodologia há uma diluição da responsabilidade pela garantia de fornecimento que pode conduzir a falhas no abastecimento, como já se verificou nalguns sistemas com bolsa obrigatória.

No mercado de contratos bilaterais o principal relacionamento entre a produção e a comercialização faz-se através de contratos entre produtores e comercializadores. Na prática, o reduzido peso das transações extra contratos bilaterais tem mostrado que este modelo de mercado conduz à criação, ou ao reforço, dos grupos empresariais integrados e autossuficientes. O exemplo inglês é elucidativo.

Na Inglaterra e Gales, com a desregulação do setor elétrico, o monopólio regulado nacional foi desverticalizado e criou-se uma bolsa obrigatória (Pool). A partir de 2001 uma nova metodologia foi estabelecida. Esta, baseada nos contratos bilaterais (Neta) parece ter conduzido a meia dúzia de empresas integradas na operação e no capital. Atualmente, grandes empresas dos setores elétricos francês e alemão controlam uma parte das referidas empresas.

Face ao que foi apresentado, qual a solução para o mercado elétrico? Não há uma resposta única[66]. As especificidades do negócio elétrico, a história do setor em cada país e a necessidade de relacionamento com mercados vizinhos impõem, com certeza, soluções de compromisso.

[66] Face à Europa, é interessante verificar o que se passa em cada um dos Estados dos Estados Unidos da América, ver: /www.eia.gov/cneaf/electricity/page/restructuring/restructure_elect.html

6 ASPETOS GERAIS DA ESTRUTURA DOS PREÇOS DE VENDA DA ENERGIA ELÉTRICA

6.1 INTRODUÇÃO

Neste Capítulo, começa-se por apresentar os termos e conceitos básicos utilizados na faturação da energia elétrica.

Relativamente á terminologia preços *versus* tarifas, tem-se em conta que a noção de preço pressupõe uma transação negocial, não necessariamente no mercado (por exemplo preços de transferência), enquanto a noção de tarifa ou taxa pressupõe valores homologados por autoridades ou oferta pública unilateral, (tarifário ou tabela de preços). Ao longo do texto, não se fará uma distinção rigorosa entre preços e tarifas.

O preço ou a tarifa de um dado produto é um sinal que se transmite ao cliente. Ele deve traduzir os custos ocorridos pela empresa ou empresas ao longo da cadeia de valor do bem que o cliente adquire. O preço ou a tarifa permite ainda avaliar a eficiência económica do fornecedor do produto, por exemplo através de comparações com os preços ou tarifas de outras empresas nacionais ou internacionais.

A sustentabilidade económica das empresas depende das receitas obidas. Estas resultam dos preços ou tarifas e das quantidades dos produtos ou bens adquiridos pelos clientes. Este facto ilustra que as metodologias de elaboração do preço ou tarifa e da receita são similares.

Na medida em que da produção à venda de eletricidade há um conjunto de atividades distintas que podem corresponder a empresas diferentes, para evitar subsídios cruzados entre atividades ou entre clientes deve haver transparência e aditividade na elaboração dos preços ou tarifas. Assim, ao longo da cadeia as variáveis devem ter a mesma definição, as variáveis devem ser aditivas ou facilmente convertíveis e deve evitar-se expressões não lineares.

6.2 TERMOS E CONCEITOS

Na faturação da energia elétrica são normalmente usadas várias parcelas ou termos, nomeadamente, **potência**, medida em kW ou kVA, e **energias, ativa e reativa**, medidas em kWh e kvarh. As quantidades destas grandezas são frequentemente desdobradas de acordo com a intensidade da procura no momento do fornecimento.

Devido às centrais disponíveis serem chamadas a operar por ordem crescente do custo variável de produção (ambiente regulado) ou do preço oferecido pelos produtores (ambiente de mercado), os

custos de produção são mais baixos nas horas de vazio e mais altos nas horas de ponta. Aos intervalos de tempo em que se pratica um mesmo preço para a energia, fortemente correlacionada com a carga existente nas redes, dá-se o nome de **períodos tarifários**, sendo também designados por **períodos horários** ou **postos horários**, pelo facto das respetivas durações serem de algumas horas por dia. Por vezes, embora com o mesmo horário, existe uma classificação sazonal destes períodos, agrupando meses em que são praticados os mesmos preços.

Devido à produção ser fortemente concentrada em grandes centrais, beneficiando de economias de escala, a entrega de eletricidade a pequenos clientes implica a passagem por sucessivas redes de muito alta, alta, média e baixa tensão. O trânsito por estas redes origina o pagamento acumulado dos custos correspondentes, quer de natureza operacional, onde as perdas técnicas têm um peso significativo, quer relacionadas com os imobilizados, como amortizações e remuneração dos capitais investidos.

Entre os imobilizados tem interesse distinguir aqueles que correspondem aos investimentos indispensáveis para gerar e fornecer potência, sem olhar a custos variáveis nem a perdas, como as centrais ditas de ponta e redes com secções mínimas indispensáveis para respeitar a gama de tensões autorizadas. Os investimentos que ultrapassam este mínimo indispensável devem ser economicamente justificados pela economia em encargos operacionais, nomeadamente combustível e perdas nas redes. Os encargos operacionais e os encargos originados pelos investimentos não indispensáveis mas economicamente justificados são repercutidos sobre a energia. Os encargos originados pelos investimentos indispensáveis são geralmente atribuídos à potência, mas também podem ser parcialmente incorporados no preço da energia.

Entende-se por **potência contratada** o maior valor da potência que o cliente deseja receber a qualquer momento. Valor determinante para o dimensionamento dos troços periféricos da rede de utilização partilhada por este cliente e por um pequeno número de vizinhos.

A potência **tomada** deveria corresponder ao valor efetivamente utilizado pelo cliente no período de horas de ponta da rede a que pertence. No entanto, tem sido geralmente adotado um valor próximo, nomeadamente o maior valor da potência média do cliente em qualquer intervalo de quinze minutos.

Recentemente foi introduzida em Portugal a grandeza **potência em horas de ponta** que é obtida pelo quociente entre a energia ativa no ponto de medição em horas de ponta e o número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

A potência **faturada** correspondia a uma média ponderada da potência contratada e da potência tomada.

Também se pode considerar a presença de um termo fixo refletindo os custos do ciclo de leitura, faturação e cobrança e os encargos de assistência aos clientes.

O número e a designação das parcelas ou termos usados na faturação da eletricidade dependem do nível da tensão em que é efetuado o abastecimento, fortemente relacionado com a quantidade de energia entregue. Assim, em princípio, quanto maior for a potência contratada do consumidor mais elevado é o nível de tensão ao qual está ligado.

Em cada nível de tensão existe uma ou mais tarifas, que devem depender apenas de características próprias dos abastecimentos, e não de características do cliente ou do destino dado à energia. A um conjunto de tarifas de uma dada tensão, de uma atividade ou de uma empresa, dá-se muitas vezes a designação de **tarifário**.

Considerando o conjunto de abastecimentos de uma mesma tarifa, pode falar-se de preço total médio por unidade de energia fornecida por essa tarifa ou **nível da tarifa**, geralmente expresso em cent.€/KWh ou €/MWh. Por vezes também se dá esta designação ao montante global de proveitos proporcionados pela tarifa em causa, expresso, normalmente, em M€.

Em consequência da acumulação de custos, desde a geração até à entrega aos clientes, passando por redes sucessivas, os níveis das tarifas crescem fortemente quando a tensão de entrega desce, refletindo o consequente alongamento dos trânsitos de energia.

O nível da tarifa apoia-se em estudos de planeamento económico-financeiro a médio prazo, isto é, apoia-se nas contas provisionais da empresa: balanço, demonstração de resultados e mapas de origem e aplicação de fundos.

Para que estes dados sejam operacionais, a empresa deve ser rentável e competitiva, ou seja, deve ter controlo externo e interno suficiente para evitar encargos dispensáveis e assegurar a cobrança das receitas; deve ter um plano de atividades, especialmente de novos investimentos, economicamente justificados; e deve ter uma estrutura financeira próxima da exigida pelo mercado de capitais.

Diz-se que o nível da tarifa é insuficiente se os proveitos proporcionados não cobrem os encargos correspondentes.

Note-se que a rentabilidade dos capitais, necessária à continuidade das empresas, se encontra implícita na ideia de que o equilíbrio económico-financeiro das empresas a médio prazo subentende a remuneração dos capitais. Assim, para se manter e garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas a médio prazo, é suficiente que o nível das tarifas esteja ajustado e acompanhe a evolução dos encargos totais correspondentes.

Denomina-se **estrutura** da tarifa aplicada a um cliente ao conjunto de grandezas usadas na faturação e preços associados.

A nível do cliente, o preço total médio por unidade de energia depende das quantidades faturadas em cada termo da estrutura tarifária e do preço de cada termo.

Uma mesma estrutura pode conduzir a níveis diferentes, de abastecimento para abastecimento, segundo a importância relativa das quantidades, sendo particularmente importante a relação entre as quantidades de energia/potência de cada abastecimento. A proporção de energia fornecida nos diferentes períodos tarifários também tem significado.

A designação **macroestrutura** é utilizada para referir a posição relativa entre os níveis das diferentes tarifas de um sistema tarifário. Noção interessante para estudar a evolução temporal de tarifários ou para realizar a comparação dos tarifários de diversas empresas ou países.

Uma vez garantido um nível de receitas adequado ao equilíbrio económico-financeiro a médio prazo da ou das empresas de eletricidade, há que conseguir uma estrutura tarifária que mantenha a receita bem adaptada aos custos, quaisquer que sejam as evoluções conjunturais do mercado.

Para se garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas num dado ano, não é necessário que a estrutura das tarifas seja semelhante à estrutura dos custos, mas se esta condição se verificar o equilíbrio económico-financeiro mantêm-se dinamicamente, isto é, as receitas proporcionadas pelas tarifas acompanham a evolução diferenciada das quantidades vendidas e dos custos a preços constantes ou bem indexados.

Este objetivo de manter a receita bem adaptada aos custos tem ainda a característica de responsabilizar os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo, do lado da procura, uma boa gestão dos recursos em geral e da energia em particular.

Na medida em que o sistema de preços internalizar os custos ambientais, mesmo que seja só através do cumprimento de regras restritivas, a prossecução destes objetivos leva a repercutir nos consumidores, através dos preços, as preocupações de defesa do ambiente, seguindo o princípio do poluidor pagador.

6.3 INTERFACE REGULAÇÃO/TARIFAS

Um dos principais objetivos da Regulação é promover a eficiência induzindo comportamentos semelhantes aos existentes num mercado ideal, em concorrência perfeita, através da redução de abusos de poder negocial e da antecipação de efeitos de externalidades relacionadas com a qualidade de serviço e o ambiente. Para assegurar este objetivo de eficiência e de satisfação das necessidades da população em geral e dos consumidores de energia elétrica em particular, deve existir um quadro regulamentar e não discriminatório para os agentes económicos, quer do lado da oferta quer do lado da procura.

Neste contexto, os preços são muito importantes e devem ser considerados como sinais orientando descentralizadamente as opções dos consumidores, repercutindo sobre cada um os encargos que origina quando utiliza a energia elétrica, e assegurando o equilíbrio económico-financeiro das empresas que satisfazem a procura existente, desde que eficientes, isto é, desde que escolham os processos produtivos com melhor relação benefício/custo.

Com estes objetivos, a estrutura das tarifas é obtida com base nos custos marginais dos modelos usados no planeamento do sistema elétrico e/ou por estudos econométricos. O nível de cada tarifa pode e deve ser determinado e controlado através de dados contabilísticos, fazendo-o coincidir com o custo total unitário correspondente a empresas eficientes. Destes processos independentes resulta, geralmente, a necessidade de adotar preços não exatamente coincidentes com os custos marginais, mas ajustados de modo a se obter o nível de receitas atribuído a empresas eficientes.

Na falta destas análises, ou como seu complemento, é sempre interessante recorrer à comparação internacional de preços médios de venda a clientes tipo.

Assim, numa primeira aproximação ao nível das receitas a autorizar, a Regulação trabalha com contas provisionais para o ano em causa verificando, quer por análise direta quer por comparação internacional, se os custos se aproximam dos de uma empresa eficiente com igual procura. As tarifas são então ajustadas de modo a proporcionar receitas cobrindo os custos aprovados. Posteriormente, depois das contas do exercício fechadas, já é possível usar dados reais e, consequentemente, calcular desvios entre os proveitos realmente recolhidos e os proveitos que seriam autorizados na conjuntura verificada.

A fixação dos proveitos não é feita de forma rígida, mas em função de parâmetros que reflitam a evolução da conjuntura e incentivem ao aproveitamento das oportunidades de acréscimo de produtividade. A correção daqueles desvios será feita através de ajustes nas tarifas a aprovar para o exercício seguinte, calculadas de forma a proporcionar proveitos iguais à soma algébrica dos proveitos autorizados para esse exercício e dos desvios a corrigir devidos aos exercícios anteriores.

Aprofundando a análise da Regulação pelos preços, conclui-se que não é suficiente determinar o nível do tarifário de cada empresa que promoveria uma gestão eficiente dessa empresa. Também se devem evitar subsidiações cruzadas entre diferentes segmentos do mercado, assegurando que os níveis das diferentes tarifas de uma empresa refletem os custos correspondentes e que, deste modo, induzem uma utilização eficiente da energia e dos recursos associados, promovendo uma gestão eficiente em toda a economia e não apenas nas empresas do setor elétrico.

A atual desintegração vertical do setor, separando as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, por um lado, e a necessidade de não prejudicar o equilíbrio económico-financeiro das respetivas empresas, por outro lado, assegura que a macroestrutura do tarifário global reflete a estrutura dos custos correspondentes a estas atividades.

6.4 TARIFAS

6.4.1 Expressão geral da faturação a um cliente

A expressão aritmética da tarifa de venda a clientes finais que tem sido adotada é dita binómia, por faturar separada e explicitamente a potência e a energia. No entanto, o número de termos necessários à faturação de um cliente é quase sempre superior a dois.

Os termos de energia são geralmente desdobrados em três, horas de ponta, horas cheias e horas de vazio, segundo o momento de entrega. E a potência faturada corresponde normalmente a uma média ponderada da potência contratada e da potência tomada.

A faturação de um cliente final pode ser considerada como obedecendo à seguinte expressão geral:

$$F = a + b.PC + c.PT + d.W_p + e.W_c + f.W_v \quad (6.1)$$

Onde:

F valor da faturação do cliente em causa

a, b, c, d, e, f parâmetros com a dimensão de preço

PC potência contratada do cliente

PT potência tomada do cliente

W_p energia nas horas de ponta do cliente

W_c energia nas horas cheias do cliente

W_v energia nas horas de vazio do cliente

Para que expressão anterior possa ser considerada completa, há que juntar os termos relativos à energia reativa.

Deve referir-se que por simplicidade de escrita apenas são explicitados três postos tarifários para a energia. Por vezes, a potência tomada é também desdobrada por postos tarifários.

Os parâmetros ou preços são diferentes de nível de tensão para nível de tensão, por simplicidade de exposição, o índice correspondente não está explicitado.

Teoricamente, também se poderia considerar uma tarifa geograficamente diferenciada por região. Neste caso, seria necessário considerar um índice regional.

Note-se ainda que é difícil acrescentar outras grandezas e que a prática comercial não facilita a adoção de temos não lineares. Entretanto, como o nível de tensão está fortemente correlacionado com a dimensão do cliente, na prática, os preços variam por escalões e decrescem com a quantidade.

A qualidade de serviço, técnica ou comercial, tem obedecido a critérios ou normas de caráter imperativo, impondo limites a respeitar. A tendência atual vai no sentido da introdução de penalidades, o que equivale à adoção de termos negativos quando os limiares obrigatórios não são cumpridos. Quando estas penalidades são de aplicação imperativa, na própia fatura de venda, podem ser consideradas como tarifas negativas.

Com pequenas alterações, a expressão geral (6,1) também pode servir para representar a receita total de venda proporcionada por um conjunto de clientes de uma mesma tarifa:

$$RV = a.N + b.SPC + c.SPT + d.SW_p + e.SW_c + f.SW_v \qquad (6.2)$$

Onde:

RV receita de venda proporcionada pelo conjunto de clientes

a, b, c, d, e, f preços da tarifa aplicada ao conjunto de clientes

N número de clientes do conjunto

SPC soma das potências contratadas pelo conjunto de clientes

SPT soma das potências tomadas pelo conjunto de clientes

SW_p soma das energias nas horas de ponta do conjunto de clientes

SW_c soma das energias nas horas cheias do conjunto de clientes

SW_v soma das energias nas horas de vazio do conjunto de clientes

A soma das potências contratadas pelos clientes de uma rede é sempre igual ou superior à potência a contratar por essa rede, sendo frequentemente muito superior, devido à falta de sincronismo das utilizações de energia de cada cliente. Embora em menor grau, também sucede o mesmo com as potências tomadas, pois, com a atual definição de potência tomada, igual à maior potência média de qualquer intervalo de quinze minutos no mês em causa, não há sincronismo entre as medições efetuadas.

No entanto se se adotasse o valor médio mensal da energia no posto tarifário da ponta como definição da potência tomada por um cliente em cada mês, como sucede nas tarifas de uso das

redes, a soma das potências tomadas pelos clientes duma rede passaria a ser mais próxima da potência tomada pela rede ou, mais precisamente, ligeiramente inferior, devido à existência de perdas.

6.4.2 Simplificações da expressão geral

6.4.2.1 Eliminação do termo constante

Na altura da reforma do sistema tarifário da energia elétrica, no fim dos anos 70, quando foi generalizadamente introduzido o termo de potência, não foi considerado oportuno introduzir simultaneamente um termo constante, representativo do ciclo de leitura, faturação e cobrança. Com esta simplificação, isto é, com $a = 0$, a expressão geral perde o termo correspondente.

Graças à aferição dos níveis tarifários de forma a garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas de distribuição a curto e médio prazo, os custos do ciclo de leitura, faturação e cobrança correspondentes, embora não explicitados, estão presentes nas tarifas[67].

6.4.2.2 Fusão dos termos de potência

Em vez de dois termos de potência, proporcionais à potência contratada, PC, e à potência tomada, PT, é adotado um só termo, designado por potência faturada, PF, definida como a média ponderada das anteriores potências.

A parte da expressão geral relativa aos termos de potência é dada por:

$$\begin{aligned} & b.PC + c.PT = \\ & = b.PC + c.PT - c.PC + c.PC = \\ & = (b+c)\left[PC + \frac{c}{b+c}\left(PT - PC\right)\right] = \\ & = (b+c).PF \end{aligned} \tag{6.3}$$

A potência faturada é dada pela expressão:

$$PF = (1 - \frac{c}{b+c})\ PC + \frac{c}{b+c} PT \tag{6.4}$$

Os ponderadores que estabelecem a potência faturada a partir das potências contratada e tomada têm em conta os respetivos custos b e c.

Aguardando estudos mais aprofundados, considera-se:

---

[67] Devido ao elevado custo do equipamento de contagem, existia nas tarifas anteriores a 1976 um termo constante, designado por aluguer do contador. Curiosamente, esta designação não desapareceu e é impropriamente usada para designar o termo de potência.

$$(1-\frac{c}{b+c})=0{,}2 \qquad e \qquad \frac{c}{b+c}=0{,}8$$

6.4.2.3 Contagem simples para os pequenos clientes de baixa tensão

O progresso tecnológico nos equipamentos de contagem tem proporcionado sucessivas reduções de custo, com particular incidência nos equipamentos de contagem múltipla. No entanto, nos pequenos clientes de baixa tensão, a diferença entre a faturação que resulta de avaliar toda a energia fornecida por um único preço, correspondendo ao valor médio dos preços da energia fornecida ao conjunto destes pequenos clientes, e a faturação separada dos diferentes tipos de energia continua a ser quase sempre inferior à diferença entre o custo de uma contagem múltipla e o custo de uma contagem simples.

Para os pequenos clientes de baixa tensão, a expressão geral (6,1) é simplificada, utilizando uma contagem simples e adotando um só termo de energia, sem prejudicar o direito de opção por contagem múltipla, pagando o sobrecusto correspondente como um extra.

Assim, em vez de

$$d.W_p + e.W_c + f.W_v \tag{6.5}$$

Utiliza-se

$$d_m.W_t \tag{6.6}$$

onde

$$W_t = W_p + W_c + W_v$$

$$d_m .= \frac{d.SW_p + e.SW_c + f.SW_v}{SW_t}$$

$$SW_t = SW_p + SW_c + SW_v$$

Nos fins dos anos 70, porque não se dispunha de informação suficiente sobre os pesos relativos das energias W_p, W_c e W_v, correspondentes aos pequenos clientes de baixa tensão, porque se admitia que o valor do parâmetro d_m não seria muito diferente do valor do parâmetro e, e por então se considerar comercialmente pouco adequado praticar preços diferentes, mal justificados, para as energias que os clientes mal diferenciavam, optou-se por fazer: $d_m = e$.

6.4.2.4 Controlo das potências contratadas

Com exceção dos pequenos clientes de baixa tensão, todos os clientes estão equipados com um indicador da maior potência média em sucessivos intervalos de quinze minutos.

Esta indicação serve simultaneamente para controlar a potência contratada e para determinar a potência tomada em cada mês.

Existe a oferta de uma opção permitindo um duplo controlo de potência, nas horas de vazio e fora das horas de vazio. Nesta opção, a potência tomada em cada mês depende apenas das leituras do indicador de ponta realizadas fora de vazio.

É corrente em redes estrangeiras penalizar toda e qualquer ultrapassagem da potência contratada. Para se reduzir procedimentos administrativos, incómodos e caros, em vez de se penalizar, admite-se desde o início dos anos 80 que o cliente que ultrapassa a potência contratada necessita com caráter permanente de um acréscimo de potência contratada de igual valor. E atualiza-se sucessivamente o valor desta potência contratada para o maior valor da potência tomada que vai sendo atingido.

O preço da potência tomada, cerca de quatro vezes superior ao da potência contratada, funciona como um incentivo para uma boa gestão mensal da potência.

Enquanto não for atingido o valor da potência requisitada, normalmente coincidente com o limite da capacidade de receção, do ramal de alimentação ou do posto de transformação do cliente, esta atualização automática da potência contratada não implica qualquer procedimento administrativo por parte do cliente.

Este esquema de atuação por defeito, não impede que seja aceite qualquer pedido de redução do valor da potência contratada para um valor que não tenha sido ultrapassado nos últimos doze meses.

Assim, a ultrapassagens desnecessárias, e só a estas, corresponde o pagamento do excesso de potência contratada durante doze meses. Como esta penalidade incide só sobre a potência contratada, e não sobre a potência tomada, corresponde apenas ao pagamento durante doze meses de cerca de 20% do acréscimo faturado pela excursão. Deste modo, a ultrapassagem da potência contratada é paga por 2,4 vezes o preço da potência contratada (12*0,2=2,4), mas esta penalidade deixa automaticamente de existir com a incorporação da ultrapassagem no novo valor da potência contratada, se o cliente nos doze meses seguintes não pedir a redução da potência contratada.

Por outro lado, prevendo-se a necessidade ocasional de excursões pontuais de potência, por exemplo para ensaios de máquinas, aceitam-se essas excursões sem alteração da potência contratada, desde que ocorram fora das horas de ponta e em períodos escolhidos com acordo entre o cliente e o distribuidor.

6.4.2.5 Transferência dos encargos de potência tomada para a energia, nos pequenos clientes BT

O custo da determinação da potência tomada em cada mês é relativamente elevado, não se justificando a instalação do equipamento necessário a esta medição nos pequenos clientes de baixa tensão. Por isso, os encargos originados pela potência tomada por estes clientes são incorporados no preço da energia.

Em princípio, os proveitos relacionados com a potência tomada deveriam provir dominantemente da energia de ponta e, em menor grau, de horas cheias. Contudo, como nestes pequenos clientes de baixa tensão não se pratica a contagem separada destas energias, todo o custo do abastecimento da potência tomada tem de incidir sobre o preço único de energia.

Exemplificando, no caso dos pequenos clientes de baixa tensão ($PC \leq 20{,}7\ kVA$) com contagem simples, a transferência dos encargos de potência tomada para a energia total é realizada a partir da soma dos termos relativos à potência tomada, $c\,.SPT$, e dos termos correspondentes à energia total, $d_m\,.SW_t$:

$$
\begin{aligned}
& c\,.SPT + d_m\,.SW_t = \\
& = \frac{c\,.SPT\,.SW_t}{SW_t} + d_m\,.SW_t = \\
& = \left(\frac{c\,.SPT}{SW_t} + d_m \right) SW_t = \\
& = \left(\frac{c}{D_t} + d_m \right) SW_t
\end{aligned}
\qquad (6.7)
$$

Onde $SW_t\ /\ SPT$ foi substituído por D_t, isto é, pela utilização da potência tomada pelo conjunto dos pequenos clientes de baixa tensão nos postos tarifários em consideração.

O termo da potência contratada mantém-se, o seu controlo é confiado a um disjuntor diferencial, cuja presença é exigida por razões de segurança das instalações e de pessoas.

6.4.2.6 Energia reativa

Nos fins dos anos oitenta, o limiar a partir do qual a energia reativa consumida é faturada foi reduzido para 40% da energia ativa em igual período. Simultaneamente, foi fixado o preço do kvarh num valor de 25% do preço do kWh e foi generalizada a possibilidade de faturar a energia reativa produzida durante os períodos de vazio.

Nos clientes de baixa tensão, onde a potência contratada é controlada por disjuntor, a faturação da energia reativa está implícita no facto de se faturar a potência aparente pelo preço da potência ativa.

Os proveitos totais resultantes da faturação de energia reativa são diminutos, apesar de existirem alguns milhares de clientes para os quais a faturação da reativa é superior a 5%.

6.4.3 Aditividade das tarifas

A energia elétrica fornecida a um dado consumidor é o resultado de uma série de atividades, nomeadamente produção, transporte, distribuição e comercialização. Estas atividades podem pertencer a uma só empresa, dita verticalmente integrada ou serem realizadas por empresas distintas.

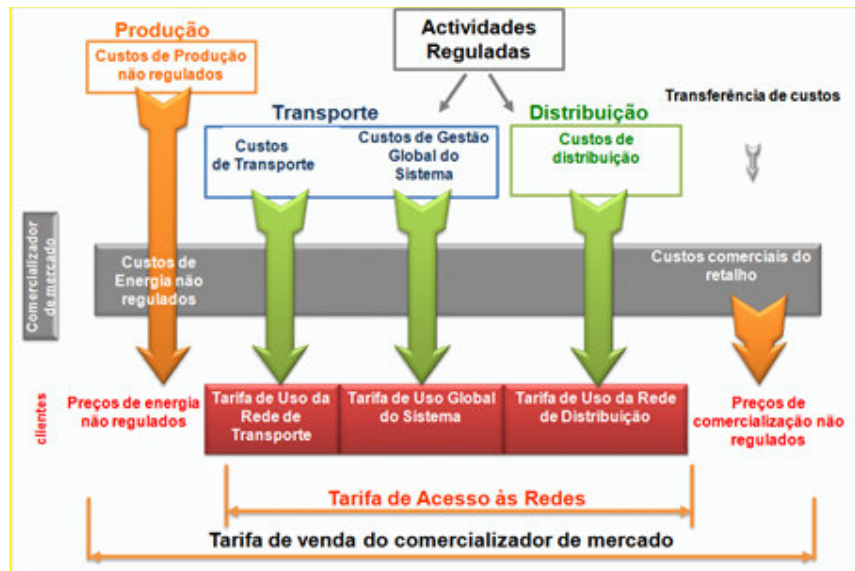
Por razões de transparência, cada atividade ou empresa deve refletir os custos em que ocorreu para que a energia elétrica chegue ao consumidor. Este pagará um conjunto de parcelas correspondentes às diferentes atividades a montante da entrega da energia. Para que a soma seja coerente, isto é, para que a aditividade dos preços das diferentes atividades se efetue sem subsídios cruzados entre atividades ou entre grupos de consumidores é necessário ter:

1) Igual definição das variáveis: de atividade para atividade, de tensão para tensão e de empresa para empresa.

2) Variáveis aditivas ou facilmente convertíveis: coeficientes de perdas por nível de tensão e abandono das maiores potências de 15 minutos e de tarifas dependentes da utilização da ponta.

3) Evitar expressões não lineares e preços decrescentes com a potência.

4) Com a aditividade dos preços ou tarifas é possível responsabilizar coerentemente quer o consumidor quer a atividade ou empresa no consumo da eletricidade ou na produção do bem ou serviço, respetivamente.

- **Aditividade Tarifária: Tarifas de Acesso**

- **Aditividade Tarifária: Tarifas de Venda a Clientes Finais**

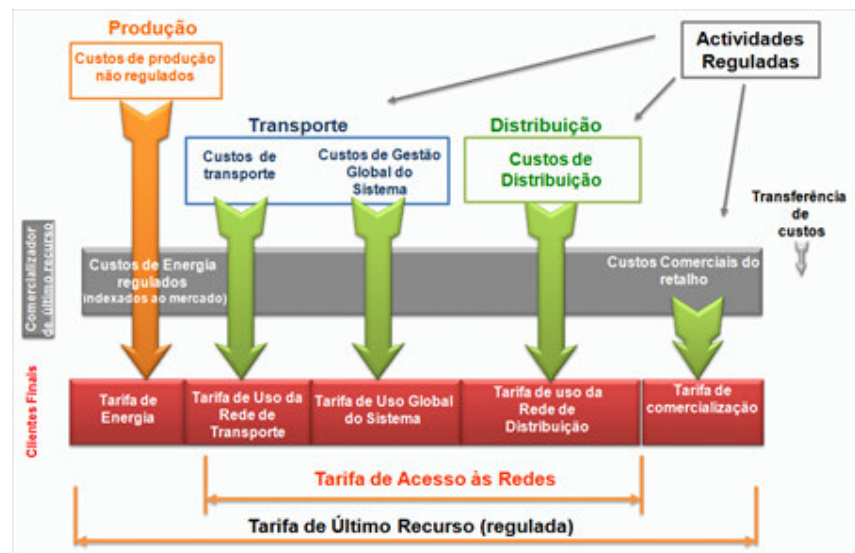



Fig. 6.1: Aditividade Tarifária

6.4.4 Tarifas de uso de redes

Nas tarifas de uso das redes, o valor da potência a faturar assenta predominantemente no valor mensal da potência média no período de horas de ponta.

Deve referir-se que a potência a faturar pelo uso das redes pode ser superior ao valor da potência média nas horas de ponta, P_p, se o valor da potência média nas horas cheias, P_c, for superior a $P_p.k1$, caso em que a potência a faturar é dada por:

$$PF = P_p + (P_c - P_p \ k1)\, k2 \tag{6.8}$$

Onde $k1$ e $k2$ são parâmetros definidos pela ERSE, atualmente iguais a 1,2 e 0,7, respetivamente.

Em períodos com importante geração descentralizada, nomeadamente de origem hidroelétrica, não é no período de ponta que as redes de transporte e interligação estão mais solicitadas. Este facto poderia aconselhar a maior das potências médias, P_p e P_c, nas horas de ponta e nas horas cheias, regra muito mais simples.

Por comodidade de exposição, no que se segue considera-se que a faturação baseia apenas no valor médio das horas de ponta, como aliás acontece na grande maioria dos casos.

7 OUTROS ASPETOS RELATIVOS À QUESTÃO TARIFÁRIA

7.1 INTRODUÇÃO

Os preços não devem ser considerados apenas como um meio de recolher dos clientes proveitos suficientes para cobrir os encargos que originam na produção, transporte, distribuição e comercialização da energia elétrica. Devem promover uma utilização racional e eficiente dos recursos, quer do lado da oferta quer do lado da procura.

Se os preços refletirem os custos marginais da energia, como sucede num mercado concorrencial, induzirão decisões eficientes do lado da oferta, sobre a utilização dos equipamentos de produção e distribuição, bem como do lado da procura, sobre os processos mais eficientes de utilização da energia em geral e da eletricidade em particular. Assim, a regulação deve promover a convergência entre os preços praticados no mercado e os custos marginais que existiriam num mercado competitivo.

Acresce que a organização do sistema elétrico tem sofrido alterações significativas nos últimos tempos. Nestas condições, impõe-se que a aderência dos preços aos custos se não verifique apenas nos pontos de entrega da energia aos clientes. Deve verificar-se nas fronteiras entre as atividades comercialmente autonomizadas no sistema elétrico, pelo que a evolução da estrutura tarifária deve acompanhar a crescente liberalização do sector elétrico.

A prossecução da racionalidade e da eficiência não se pode apoiar só na prática de preços próximos dos custos marginais, necessita ainda que o sinal preço seja acompanhado de campanhas de informação ajudando os utilizadores a bem interpretar as tarifas e, sobretudo, apresentando atempadamente as evoluções em curso, que deverão ser tanto quanto possível bem direcionadas, graduais, coerentes e claramente enunciadas.

Uma informação de qualidade sobre a evolução dos preços não pode dispensar um bom planeamento empresarial, sectorial e global. A confusão de que mercado e planeamento se opõem é antiga e alimentada por preconceitos ideológicos e por interesses particulares. Nenhum grupo económico se priva de fazer planeamento. A utilização do planeamento, aos mais diversos níveis e seguindo o princípio da subsidiariedade, deve ser considerada como um método de reduzir incertezas quanto ao futuro, e de atenuar incoerências entre as opções dos muitos centros de decisão duma economia, autónomos mas também interdependentes, direcionando-as para o interesse geral. O sucesso destes objetivos exige uma boa partilha da informação, e o domínio de métodos de tratamento da incerteza a curto, médio e longo prazo, desde a seleção e priorização dos investimentos, condição necessária para qualquer empresa sobreviver a curto e médio prazo, até à

escolha das novas tenologias a adotar a médio e longo prazo. Prática a estender a todo o sistema económico de energia e não só ao sector elétrico.

Com efeito, a médio e longo prazo, é necessário considerar todo o sistema económico da energia, reexaminando a forma de a utilizar na indústria, nos transportes e nos edifícios de habitação e do sector terciário, não esquecendo a energia incorporada nos equipamentos, nas matérias-primas e nos materiais usados em conjunto, sem qualquer pressuposto ou preconceito quanto a equipamentos e processos utilizados, nem quanto ao tipo de energia primária utilizada, nem quanto ao vetor utilizado. Acresce que, com uma maior geração descentralizada, a satisfação da procura de eletricidade pelas redes de distribuição será profundamente alterada, obrigando a recorrer a novos métodos de a prever, nomeadamente, através de modelos simulando todo o sistema económico de energia que, a partir das previsões da procura de energia útil e considerando os novos processos de satisfação das necessidades utilizando energia, determinem a procura de energia elétrica a satisfazer pela rede

A obtenção da previsão da evolução da procura de energia elétrica a satisfazer pelas redes de distribuição continua vital para os agentes do lado da oferta. Previsão que exige o recurso a modelos de planeamento complexos que têm de atender à incerteza que sempre impregna qualquer análise sobre o futuro, sobretudo a médio e longo prazo, como se mostra com a recordação de algumas grandes e inesperadas alterações históricas no mundo da energia, bem como as principais reações e consequências.

A longo prazo, deve efetuar-se uma análise considerando cenários diversificados, e escolher-se a estratégia que reduza as oportunidades perdidas por erro de cenário. Numa segunda fase, numa análise de médio prazo e privilegiando o cenário aconselhado pelo planeamento oficial, procede-se ao dimensionamento mais fino da estratégia anteriormente selecionada, recorrendo a modelos análogos aos apresentados nos Anexos, e fazendo análises de sensibilidade aos parâmetros mais críticos.

A falta de concorrência tem de ser suprida pela Regulação que não se pode limitar a evitar abusos de posição dominante nem a uma mera apreciação crítica da gestão efetuada em cada empresa e dos seus reflexos nos respetivos preços. Deve nomeadamente efetuar comparações entre desempenhos noutros períodos, de preferência desagregados por funções e por regiões, e com os de outras empresas similares. E tomando como referência os indicadores de melhor desempenho, a Regulação deverá promover a inovação e a redução de ineficiências.

As tarifas pressupõem o cumprimento de normas de qualidade de serviço, nomeadamente quanto à frequência, à forma e amplitude da onda de tensão e à continuidade do abastecimento, pelo que o nível de proveitos autorizados deve prever a cobertura dos encargos correspondentes.

O prosseguimento de maior racionalidade económica e social aconselha a que se possa explicitamente associar a cada norma de qualidade um custo sombra igual ao prejuízo marginal

originado nos clientes por a norma não ser mais exigente, por um lado, e igual ao custo marginal de dimensionamento dos projetos de forma a proporcionarem a qualidade exigida, por outro lado.

Do ponto de vista dos clientes, é a comparação internacional de preços que acaba por ser a melhor forma de apreciar a eficiência das empresas e a eficiência da Regulação. Daí, a necessidade de permanente comparação dos preços médios pagos por consumidores tipo abastecidos por diferentes empresas em países social e economicamente próximos, sendo importante saber explicar as diferenças. Apesar do previsto desaparecimento de tarifas oficiais nalguns segmentos do mercado, complicando a tarefa de obter preços médios representativos, não deixa de ser possível a sua comparação, como sucede com muitos outros bens com mercados bem mais liberalizados.

A compra de eletricidade por tarifas baseadas nas tarifas de venda, para além de incentivar o aproveitamento de recursos energéticos descentralizados, e de promover maior transparência de processos, ainda oferece a vantagem de reduzir a tentação do comercializador abusar da sua posição dominante, pois, se as suas tarifas forem altas, aparecem rapidamente múltiplos projetos de pequena geração. Pelo contrário, se as tarifas de venda foram baixas, nenhum industrial se mostra interessado em gerar energia elétrica, …e até surgem lamentações de que os preços de energia são demasiado baixos.

Para além da estrutura dos preços dever ser convergente e próxima da estrutura dos custos marginais, também deve ser fácil de apreender pelos consumidores e acompanhada de informação sobre a sua evolução esperada no tempo, orientando uma escolha eficiente dos processos e equipamentos de utilização de energia.

Com a atual tendência para tarifas finamente dependentes do tempo, o número de postos tarifários tende a aumentar, podendo aproximar-se de 24 por dia, ou ainda mais, sobretudo para os grandes clientes, onde o custo da contagem é desprezável. Nesta situação, pode dizer-se que se tem uma faturação em tempo real. Todavia, ainda é cedo para abandonar prática de tarifas com um pequeno número de postos tarifários, sobretudo nos pequenos clientes de baixa tensão, o que pressupõe a ponderação dos preços horários pelas energias fornecidas pela rede em causa no interior dos intervalos correspondentes a estes postos tarifários.

Com a adoção de novos métodos de medição da potência tomada por cada cliente, mais em sintonia com a ponta da rede que o alimenta, e consequente redução da extensão da rede cujos encargos podem ser repercutidos através do preço da potência tomada, aumenta a extensão das redes cujos encargos têm de ser repercutidos pela potência contratada e o preço desta terá de ser mais elevado.

7.2 EFICIÊNCIA ECONÓMICA E SATISFAÇÃO DOS CLIENTES

7.2.1. Informação transparente sobre preços e sua evolução

Os preços devem promover uma utilização racional e eficiente dos recursos, quer do lado da oferta quer do lado da procura. Em 3.2.5. Notas sobre o dimensionamento económico dos sistemas electroprodutores foi mostrado que num sistema electroprodutor bem dimensionado a adopção de preços aderentes aos custos marginais de produção proporciona a cobertura dos encargos fixos e variáveis das centrais, e responsabiliza os consumidores pelos recursos utilizados para produzir a energia que utilizam. Conclusão que em 3.4. Investimentos e Custos nas Redes de Distribuição foi alargada ao conjunto do sistema elétrico, centrais e redes. Assim, a aderência dos preços aos custos é condição de maximização do excedente do produtor e promove a eficiência na utilização dos recursos a montante do contador, local onde se efetua a medição das quantidades de energia transacionadas e os preços lhes são aplicados.

Esta aderência dos preços aos custos é igualmente necessária para garantir a eficiência na utilização dos recursos a jusante do contador. Com efeito, preços superiores/inferiores aos custos reduzem/aumentam a utilização da eletricidade e/ou a sua substituição por outras formas de energia menos eficientes para o fim procurado com aquela utilização: iluminação, força motriz, aquecimento ou qualquer outro fim. Ineficiência que não se concretiza apenas na substituição de formas de energia, mas também na substituição dos equipamentos e processos associados, pois a menor ou maior preferência pela energia eléctrica não assenta apenas no seu preço, mas no custo total do fim procurado, para igual utilidade, visando a maximização do excedente do consumidor.

Atente-se que as ineficiências resultantes da não aderência dos preços aos custos não se limitam ao produto das diferenças entre os preços e os custos pelas diferenças das correspondentes quantidades de energia elétrica utilizadas. Também incluem as diferenças resultantes de escolhas inadequadas de equipamentos ou processos de iluminação, força motriz, aquecimento, etc.

No entanto, para promover a eficiência económica e o bem-estar, não basta que tanto quanto possível os preços praticados se aproximem dos custos marginais. É preciso que a informação sobre preços e sua evolução seja transparente e acessível a todos os agentes do mercado, condição aliás necessária para que o mercado possa ser considerado competitivo.

Qualquer redução de transparência sobre os preços praticados no mercado, com o acréscimo de tempo necessário para acordar um preço ou para procurar um fornecedor idóneo, causam generalizado desperdício. Uma oferta desordenada de descontos, especialmente quando baseada em características subjetivas, isto é, independentes das características técnicas e económicas do fornecimento, para além de dificultar a comparação de preços e a consequente escolha do fornecedor, deve ser considerada como um indicador de margens excessivas, incitando o regulador setorial a atuar para as reduzir, nomeadamente pela imposição de normas de qualidade de serviço,

técnico ou comercial, mais exigentes ou por seleção e caracterização mais severa dos custos elegíveis, para efeitos tarifários ou meramente fiscais. Paralelamente, há que promover a introdução dos descontos nas tabelas devidamente publicitadas das ofertas de preços.

Na maioria dos bens e serviços, graças a uma gestão de reservas sem custos significativos, é possível a prática de preços correspondentes à procura média em períodos que, embora de ponta e podendo durar dias ou mesmo semanas, não exigem a prática de preços sensíveis às variações da procura de hora para hora, nem mesmo de dia para dia. Pelo contrário, no sector da energia elétrica em particular, mas também com muito significado noutros sistemas de redes, como os das telecomunicações e transportes, existe a característica do serviço ou bem oferecido ter de ser produzido no momento em que é procurado, não havendo a possibilidade de acumular e gerir reservas de forma a satisfazer uma procura variável de hora para hora com uma produção menos irregular e mais estabilizada no tempo,

Esta característica de grande sensibilidade dos custos às variações da procura a curto prazo, frequentemente ignorada por gestores estranhos ao sector da eletricidade, origina custos marginais igualmente muito variáveis no tempo, e introduz a complicação própria destes sectores em rede de terem de praticar estruturas de preço que tanto quanto possível adiram à estrutura de custos marginais, variáveis de hora para hora (ver 7.7 Tendências de Evolução da Estrutura Tarifária). Condição necessária para promover a eficiência económica a montante e a jusante do contador, mas difícil de satisfazer, sobretudo se não se pode ou se não se deseja sacrificar a qualidade do produto nas horas de ponta, como é praticado frequentemente noutras redes, designadamente de transportes e comunicações.

Nos primeiros tempos da distribuição da energia elétrica, não só os custos dos contadores eram elevados relativamente aos valores totais então faturados por cliente, de dimensão média muito inferior à atual, como, por outro lado, ainda havia pouca sensibilidade para os benefícios resultantes da eficiência económica proporcionada por preços refletindo os custos.

As tarifas eram então muito simples, faturando a energia com preços diferenciados segundo os destinos dados à energia. Prática em que o fornecedor procurava apropriar-se do excedente do consumidor[68] e que fazia com que os clientes não-domésticos tivessem circuitos separados por tipo

[68] Esta prática, de apropriação pelo fornecedor do excedente do consumidor, contrária ao interesse geral e atribuída por muitos autores à mentalidade mercantilista, era favorecida pela inexistência de concorrência entre empresas de eletricidade, então em regime de monopólio real e legal, permitindo que os preços não aderissem aos custos marginais de produtores em concorrência entre si, mas apenas aos custos das limitadas alternativas que os consumidores dispunham para dispensar o fornecimento de energia pela rede, nomeadamente autoprodução e recurso a processos alternativos de obter os mesmos fins. Para além disso, a autoprodução apenas era legalmente tolerada aos grandes industriais, o que permitia que o fornecedor se apropriasse das grandes economias de escala então existentes na geração de eletricidade, e os processos alternativos de obter iluminação não tinham qualidade nem preço comparável, o que permitia a fácil apropriação do excedente do consumidor que optasse pela iluminação elétrica, e mesmo pela força motriz elétrica. Apenas o aquecimento oferecia soluções alternativas a preços concorrenciais, levando à oferta de tarifas específicas de energia elétrica para estes fins, com preços próximos dos custos marginais.

de utilização (iluminação, força motriz, bombagem de água, aquecimento, montras, etc.) com contagem separada e tarifa específica.

Porém, devido ao elevado custo dos contadores de então, para os mais pequenos consumidores, havia um só circuito, com um só contador, mas com preços decrescentes por escalões, cuja extensão dependia da energia que era esperada ser consumida em iluminação, eletrodomésticos ou aquecimento, não se admitindo a faturação pelo preço mais baixo do escalão seguinte sem esgotar o anterior[69].

Uma certa evolução no sentido de preços independentes do destino dado à energia e de estrutura menos afastada da estrutura dos custos marginais, inspirada pelas teorias do bem-estar e do equilíbrio geral, foi dada com adoção de escalões de energia proporcionais à potência contratada, estrutura tarifária já muito próxima duma tarifa binómia com faturação separada da energia e da potência, que algumas empresas também então começaram a oferecer aos grandes clientes e que já proporcionavam preços unitários da energia decrescentes com a utilização da potência

Continuando nesta linha de aproximação dos preços aos custos marginais, e reconhecendo-se que pode haver consumos nas horas de vazio sem haver necessariamente grandes utilizações da potência contratada, sugiram também as tarifas bi e tri horárias. Tarifas que, para os pequenos consumidores, apenas eram oferecidas em opção com pagamento separado do maior custo do equipamento de medição e contagem de energia. Felizmente, a evolução tecnológica dos sistemas de medição e faturação e das telecomunicações, tem continuado a proporcionar novas soluções para melhorar a aderência dos preços aos custos. Tema que será retomado mais adiante (ver 7.7 Tendências de Evolução da Estrutura Tarifária).

A concorrência ajuda a que os preços praticados correspondam a custos reais, resultantes de opções eficientes a montante do contador. E sejam menos sujeitos a alterações por falhas de mercado, como as resultantes de abusos de posições dominantes ou de intervenções menos felizes da regulação. E uma grande transparência sobre os preços praticados, não apenas favorece esta concorrência e eficiência, como, considerando também os efeitos do nível e da estrutura dos preços da eletricidade

---

Estranhamente, esta situação permaneceu em muitos países desenvolvidos, como a Alemanha, Suíça e Holanda, até à liberalização do sector, já no terceiro terço do século XX. Pelo contrário, nos países que nacionalizaram os sectores da energia elétrica, nos fins dos anos 40, depois da segunda grande guerra, embora continuando a beneficiar do regime de monopólio real e legal nas áreas concessionadas, as empresas nacionalizadas passaram a praticar preços próximos dos custos marginais, comportando-se como se estivessem em mercado concorrencial. E foram adotando práticas empresariais que serviam de modelo para as restantes, sendo justo realçar a Electricité de France e a sueca Vattenfall, na Europa, e a Ontário Hydro, no Canadá. Com a criação da EDP, em 1976, estas boas práticas passaram também a ser seguidas em Portugal, não por simples imitação dos resultados, mas por adoção das teorias e por aplicação dos métodos aos condicionalismos próprios do País e da época.

[69] Estas tarifas eram conhecidas por tarifas degressivas. Alguns autores defendem hoje a prática de tarifas progressivas, com preços crescentes por escalões de consumo, para desincentivar um consumo julgado excessivo por preços que ainda não internalizam custos ambientais. Igualmente contrárias à eficiência económica, estas tarifas apenas se podem entender se se considerar que o maior preço do último escalão inclui a internalização dos custos ambientais, decidida por instâncias políticas, e que os preços inferiores têm um carácter transitório e são motivados pela preocupação de atenuar por razões sociais os efeitos da subida dos preços devida aos custos ambientais, sobretudo nos mais pequenos consumidores.

nas escolhas dos processos e equipamentos de utilização de energia em geral e não apenas da eletricidade, favorece igualmente a eficiência económica a jusante do contador e exige que a informação sobre preços seja clara e fiável para a generalidade dos consumidores, e não apenas para as grandes empresas. Aliás, atendendo à vida económica mais ou menos longa destes equipamentos de utilização, não basta que esta informação sobre preços seja transparente, deve também ser estável e prospetiva, isto é, dando uma ideia sobre a evolução esperada.

Sendo a existência de uma informação bem partilhada por todos os agentes uma das condições necessárias para o funcionamento dum mercado competitivo, a regulação deve promover a aquisição desta informação de forma aberta e em cooperação, fomentando a qualidade e evitando duplicação de custos. Nomeadamente, como a dimensão dos operadores do lado da procura é muito inferior à dos operadores do lado da oferta, a regulação deve assegurar que estes partilhem a informação e a previsão de que dispõem, nomeadamente através de relatórios periódicos. Em particular, as empresas responsáveis pela oferta do uso das redes, exercendo a sua atividade em monopólio, devem partilhar a informação sobre trânsitos nas redes, em quantidade, natureza e qualidade de serviço, elaborando e publicando estatísticas sob modelos homologados pelos reguladores.

Uma informação de qualidade sobre a evolução dos preços não pode dispensar um bom planeamento empresarial, sectorial e global. A confusão de que mercado e planeamento se opõem é antiga e alimentada por preconceitos ideológicos e por interesses particulares. Nenhum grupo económico deixa de fazer planeamento, e já o russo Leonid Kantorovitch (1912-1986) que, em paralelo com os americanos Dantzig et Koopmans, desenvolveu a teoria da programação linear, instrumento matemático hoje utilizado no planeamento de inúmeras empresas de todo o mundo, afirmava a necessidade de na URSS serem praticados preços eficazes, isto é, convergindo para os custos sombra dos modelos de planeamento. E fundamentava a superioridade do sistema de planeamento central sobre o sistema mercado por aquele proporcionar uma mais eficiente aproximação dos preços praticados para aqueles custos sombra, desejavelmente coincidentes com os preços em mercado bem competitivo. Aproximação mais rápida e com menos desperdícios do que a convergência verificada no seio dum mercado real que aliás raramente é aderente ao modelo de um mercado em concorrência perfeita. Segundo Kantorovitch, o planeamento não se opõe ao sistema de mercado, mas potencia e acelera a convergência para um ponto de equilíbrio, otimizando a alocação dos recursos para a satisfação das necessidades[70].

Sendo impossível modelizar todo o sistema económico até ao mais ínfimo pormenor, muitas opções e sobretudo as micro-opções da periferia têm de ser deixadas às decisões descentralizadas do mercado, sem ter todavia de se deixar de aproveitar as grandes sinergias proporcionadas pela troca

---

[70] Koopmans e Kantorovitch foram prémios nobel da economia em 1975. Infelizmente, o período primaveril que permitiu que Kantorovitch exprimisse as suas ideias na URSS teve curta duração, e as suas teorias sobre a importância dos custos sombra no planeamento duma economia centralizada passaram a ser censuradas.

de informação entre os preços praticados no mercado e os ponderadores usados no planeamento central. Alguns autores atribuem o recente sucesso do sistema chinês a esta prática.

Em mercado concorrencial, os preços são pouco superiores aos custos das unidades mais eficientes, e as empresas vão praticando preços que resultam de um compromisso entre a obtenção de maior rentabilidade e de maior quota de mercado, procurando maximizar lucros. As unidades menos eficientes, com maiores custos marginais, vão perdendo mercado até serem substituídas por outras mais eficientes. Equilíbrio que vai sucedendo dinamicamente no tempo, proporcionando preços reais sucessivamente mais baixos, ou seja mais próximos dos custos marginais de unidades eficientes, mutuando os acréscimos de produtividade que vão sendo conseguidos pelas empresas mais inovadoras, que só transitoriamente podem apropriar-se deles. Naturalmente, este decréscimo dos preços supõe um cenário em moeda constante e sem evolução dos custos dos fatores de produção.

Em mercado real, a concorrência entre empresas, indispensável para fomentar acréscimos de eficiência e de produtividade na utilização dos recursos, não pode ser apenas pressuposta, tem de ser promovida. Quer as empresas quer a regulação têm de antecipar a evolução do mercado, nos equipamentos e nos preços, não para tirar partido das falhas do mercado, mas para melhor as identificar e atenuar. O risco regulatório, tão temido por alguns centros financeiros, resulta deste conflito de interesses, que deve ser dirimido antecipando as decisões favoráveis ao bem comum e não ao interesse das grandes lóbis ou empresas com excesso de poder de mercado.

A utilização do planeamento, aos mais diversos níveis e seguindo o princípio da subsidiariedade, deve ser considerada como um método de reduzir incertezas quanto ao futuro, e de atenuar incoerências entre as opções dos muitos centros de decisão duma economia, autónomos mas também interdependentes, direcionando-as para o interesse geral. É um complemento necessário e não uma alternativa ao mercado. O sucesso destes objetivos exige uma boa partilha da informação, e o domínio de métodos de tratamento da incerteza a médio e longo prazo. Tema que se trata mais adiante, ver 7.3 Tratamento da incerteza, depois de uma breve introdução sobre os procedimentos necessários a uma boa seleção e priorização dos investimentos, condição necessária para qualquer empresa sobreviver em mercado competitivo, e indispensável em atividades em monopólio para garantir custos eficientes.

7.2.2. Seleção e priorização dos investimentos

Qualquer plano de desenvolvimento do sistema elétrico concretiza-se num programa de investimentos.

Ao nível do sistema electroprodutor, modelos de otimização semelhantes aos apresentados nos Anexos, fornecem os programas detalhados, indicando os tipos de centrais e as datas de realização. Porém, ao nível das redes de distribuição, a carteira de investimentos é mais diversificada, contendo designadamente extensões e reforços de redes, novos postos de transformação e subestações, e

equipamentos de melhoria da qualidade de serviço. Carteira que é continuamente acrescida por novos projetos e diminuída dos que entretanto vão sendo selecionados para realização e consequente entrada em exploração. Seleção que deve obedecer a procedimentos garantindo eficiência económica e um mínimo de cobertura dos riscos resultantes das incertezas de previsão quanto a evolução de tecnologias, de procuras a satisfazer e dos preços dos equipamentos e matérias-primas.

A escolha entre projetos alternativos, mutuamente exclusivos e satisfazendo um mesmo objetivo bem preciso, é normalmente feita segundo o critério do menor custo total. Quando as datas dos pagamentos destes custos não coincidem, as parcelas devem ser atualizadas para uma mesma data de referência, devendo então preferir-se a designação de critério do menor custo atualizado.

Entre as alternativas a considerar, não deve ser esquecida a opção zero ou seja a opção de nada fazer, sendo igualmente importante analisar eventuais opções diferença, isto é, não se limitar a comparar opções de diferente dimensão, mas analisar também o empreendimento fictício da diferença entre estas opções. Com efeito, a opção maior pode parecer preferível apesar da opção diferença pouco ou nada interessar, ou ainda não se justificar.

É raro que dois projetos alternativos satisfaçam o objetivo prosseguido de forma idêntica. Normalmente há diferenças, nem sempre desprezáveis. Assim, para além de eventuais diferenças na satisfação do objetivo principal, devidas por exemplo à não variação contínua das componentes dos projetos, ainda existem normalmente diferenças na satisfação de aspetos secundários, nomeadamente de qualidade e segurança, que não devem ser desprezadas. Uma primeira aproximação para atender a diferenças quanto ao prosseguimento de objetivos consiste em creditar o custo total atualizado de cada alternativa pelas diferenças nos benefícios resultantes destas diferenças. Generalizando e dispensando a identificação das diferenças na satisfação dos objetivos, o critério de menor custo total atualizado creditado dos benefícios esperados equivale ao simétrico do critério do maior valor atualizado líquido, VAL, igual a B - C, onde B e C correspondem respetivamente aos valores atualizados dos benefícios e dos custos resultantes da realização da alternativa ou programa em causa, durante toda a sua vida económica.

Todavia, o critério do valor atualizado líquido ainda é pouco operacional para escolher entre diversificados projetos duma carteira, já não com a característica de serem mutuamente exclusivos, e por isso podendo ter muito diferente dimensão e desigual vida económica. Neste problema mais geral, deve ser usado o critério da relação B/C (Beneficio/Custo). Indicador que não deve ser considerado como só vocacionado para o sector social nem como simples rearranjo aritmético do VAL (ou seja B/C em vez de B-C), mas como um indicador mais adequado a comparar projetos de custo ou de vida económica muito diferentes, como é evidenciado pelo caso exemplar de o VAL da repetição da realização do mesmo empreendimento crescer, o que é uma informação falsa, enquanto o B/C se mantem, o que é menos errado.

De facto, uma ordenação dos projetos duma carteira baseada no VAL depende demasiado da agregação contabilística adotada na carteira de projetos em apreciação, podendo fazer com que uma grande quantidade de pequenos programas de reduzido VAL individual apareça como mais interessante que um grande investimento isolado de VAL individual superior. Facto frequente quando se pratica a agregação de projetos demasiado pequenos para tratamento individualizado, como sucede com frequência na carteira de projetos duma rede de distribuição. Pelo contrário, como a relação benefício/custo, B/C, de um programa resultante da agregação de obras semelhantes se mantém quase invariável, o uso deste critério assegura uma ordenação pouco dependente da agregação contabilística adotada.

Outra característica interessante da relação benefício/custo é o facto de não variar com a data escolhida para referência, sendo nomeadamente igual na data da entrada em exploração e na data do estudo, qualquer que seja, o que não acontece com o VAL, facilitando enormemente a translação no tempo dos projetos em carteira aguardando oportunidade de realização.

Assim, serão selecionados para proposição no Plano e Orçamento de cada ano os investimentos com uma relação benefício/custo superior a um limiar que, por comodidade de exposição, se considera frequentemente igual à unidade[71]. Todavia, a exigência de um valor superior à unidade para a relação B/C permite introduzir uma margem de segurança contra o risco de imprecisões nos dados económicos utilizados no cálculo dos custos e dos benefícios, prática alternativa à muito frequentemente usada de aumentar a taxa de desconto, mas sem o inconveniente de distorcer este tão importante parâmetro da análise económico-financeira, com a inevitável desvalorização dos empreendimentos de maior vida económica. Inconveniente que existe em maior grau quando se utiliza como critério de seleção de investimentos a taxa interna de rentabilidade (TIR), ou seja a taxa de atualização que faz B = C. Razão porque, sobretudo fora dos meios bancários, muitos autores desaconselham o seu emprego.

Devido a benefícios diferidos, podem existir projetos com boa relação benefício/custo mas sem suficiente valor da taxa de rentabilidade inicial, TRI - entendida como a relação entre os benefícios esperados no primeiro ano de exploração e o investimento necessário, isto é, a soma atualizada dos custos até o início deste primeiro ano - para justificar a atribuição de prioridade de realização. Então, a prioridade de realização dos projetos não deve ser só baseada no valor desta relação benefício/custo, também o valor da respetiva taxa de rentabilidade inicial, deve ser superior à taxa de desconto de apreciação dos projetos.

---

[71] Aliás, como a priorização dos projetos a introduzir no plano e orçamento de cada ano é feita segundo relações B/C decrescentes e como as limitações orçamentais ou de capacidade de realização raramente permitem esgotar os projetos em carteira, tem pouco interesse prático fixar o valor do limiar superior à unidade para a relação B/C a exigir dos projetos a introduzir na carteira.

Embora este procedimento possa adiar sucessivamente a realização de alguns programas de boa relação benefício/custo, orienta os recursos disponíveis para os projetos de maior rentabilidade inicial, melhorando a eficiência da aplicação dos recursos financeiros utilizados em cada ano. Aliás, como neste tipo de projetos, a rentabilidade cresce geralmente no tempo, um programa preterido num ano terá maior probabilidade de inclusão no Plano e Orçamento seguinte, pelo que também assim se afina a oportunidade de realização dos projetos de longa duração.

Deste modo, a utilização do valor da TRI como segundo critério de priorização da realização dos projetos, depois da relação B/C, garante que nenhuma alteração desta ordem proporciona melhor rentabilidade dos investimentos no ano seguinte à sua realização. Por outro lado, a rentabilidade a médio e longo prazo está garantida pelo facto desta segunda priorização só ser aplicada a programas com melhor relação benefício/custo.

Se os recursos financeiros ou de capacidade de realização forem relativamente limitados, pode suceder que a taxa de rentabilidade inicial, TRI, e/ou a relação benefício/custo, B/C, dos investimentos marginalmente selecionados, seja significativamente superior à taxa de atualização usada nos cálculos e/ou à unidade, respetivamente. Será então conveniente analisar as causas deste desequilíbrio, como benefícios sobrestimados, taxa de atualização demasiado baixa ou alocação de recursos demasiado limitada.

Convém ter presente que a satisfação dos critérios de seleção dos projetos não é suficiente para assegurar um planeamento eficiente. É ainda necessário que os dados utilizados sejam fiáveis, não estando distorcidos ou corrompidos. Precaução que aconselha a que sejam fornecidos ou validados por entidades independentes do proponente do projeto. Assim, é importante promover uma boa segregação entre os órgãos responsáveis pela seleção dos projetos a realizar, os órgãos responsáveis pelo fornecimento dos dados a utilizar na caraterização técnico-económica destes projetos, e os órgãos interessados na sua realização. Nunca confiar em projetos em que estas funções tenham sido realizadas em promiscuidade, sem a devida segregação de funções e de responsabilidades.

O valor da taxa de atualização ou de desconto a adotar deve ser o menor possível desde que compatível com o normal funcionamento e desenvolvimento da empresa, condição necessária para se conseguir custos baixos e maior capacidade de competição ou maior lucro. Todavia, em projetos incluídos num plano nacional de desenvolvimento, a taxa de atualização a usar deverá ser a definida pelo órgão central de planeamento.

Os orçamentos de realização devem cumprir os preços constantes em listas de obras-tipo, anualmente atualizadas com base nos custos reais de investimento semelhantes. Trabalho a efetuar pelos departamentos de tecnologia e devidamente sujeito a auditoria de gestão.

Já acima se fez referência ao interesse de usar o planeamento para acelerar a convergência para os preços de equilíbrio dum mercado tanto quanto possível competitivo. E, se em princípio, todos os custos e benefícios devem ser avaliados por preços do mercado, não se pode ignorar as diferenças entre estes preços e custos indiciados pelos modelos de planeamento. Assim, e particularmente em relação aos benefícios esperados, parâmetro muito determinante do resultado da apreciação de qualquer projeto, deve haver o cuidado de evitar que os preços atribuídos, desejavelmente baseados em estudos de mercado, sejam superiores aos custos que seriam proporcionados pela sua melhor alternativa ou substituição do projeto em apreciação. Custos que orientarão a evolução dos preços praticados em mercado competitivo. Regra geralmente cumprida nos modelos de otimização do tipo dos apresentados nos Anexos, mas nem sempre seguida na apreciação individualizada dos projetos. Regra que oferece a característica de neutralizar eventuais sobrevalorizações dos benefícios devidas a mero otimismo do promotor ou mesmo existentes nos preços praticados no mercado real, por imperfeições deste mercado. Note-se que esta regra evita atribuir a um projeto vantagens que não lhe são específicas e que, resultando de imperfeições do mercado, são comuns a qualquer projeto com os mesmos objetivos.

A valorização de benefícios relacionados com a qualidade de serviço deve seguir uma metodologia semelhante. Com efeito, os regulamentos e os mercados organizados fornecem indicações sobre as indeminizações a pagar por procura de energia garantida não satisfeita ou fornecida fora das condições regulamentares, de forma de tensão ou outras. Valores a comparar e a fazer convergir com os valores das variáveis duais ou custos sombra fornecidos pelos modelos de planeamento correspondentes às respetivas restrições de cumprimento dos regulamentos sobre qualidade de serviço.

A mesma metodologia deve ser aplicada a muitos outros benefícios intangíveis ou de difícil avaliação pelo mercado, como a melhoria da imagem da empresa em questões relacionadas com o ambiente urbano, a preservação de espaços históricos e paisagísticos, ou com a proteção da natureza e da biodiversidade. De facto, existem muitos benefícios cujo valor, apesar de não ser claramente expresso pelo mercado ou pelo sistema económico-social, pode ser deduzido indiretamente, através da análise dos comportamentos e das verbas atribuídas às decisões em diversificadas áreas de atividade para obter tais benefícios[72][73]. Tais verbas não correspondem a preços ou valores explícitos

[72] Valor implicitamente atribuído, como até sucede por exemplo com o valor de cada morte evitada. Com efeito, da supressão de "pontos negros" nas vias de comunicação, do reforço do número de equipas do Instituto Nacional de Emergência Médica, de campanhas de vacinação ou do aumento dos postos de assistência a grandes queimados, entre muitos exemplos, pode obter-se uma relação custo eficácia, dividindo os respetivos custos pela esperança de vidas salvas. O valor desta relação deve ser explicitado e, tanto quanto possível, ser harmonizadamente adotado nas mais diversificadas aplicações.

[73] Embora sem a publicação dum relatório final, no fim dos anos 80 do século passado, com a colaboração de entidades exteriores interessadas em certas classes de benefícios, a EDP tentou uma avaliação por pontos para os benefícios não tangíveis proporcionados por vários tipos de obras das redes de distribuição. E, tendo em conta o sobrecusto estimado para obter esses pontos, era determinado o custo médio do ponto de cada classe de benefícios. Preço que multiplicado pelos pontos atribuídos a benefícios da mesma classe em obras a construir, era acrescentado aos respetivos benefícios tangíveis, aumentando a probabilidade de realização da obra. Resultado que, no entanto, ainda tinha de obedecer a limitações orçamentais desdobradas por classes de benefícios e por unidades geográficas. Para além do comprometimento financeiro

mas se, muito subtilmente, se considerar o sistema económico funcionando como um modelo de otimização, tais verbas podem ser assimiladas ao valor das variais duais das restrições ativas existentes no sistema, nomeadamente de natureza orçamental ou ideológica, que impedem a atribuição de mais recursos à obtenção daqueles benefícios. Convém todavia não esquecer que, quando há mais do que uma restrição ativa, é geralmente muito difícil obter o valor separado de cada variável dual.

A valorização dos benefícios não depende só dos preços atribuídos. Também é necessário dar particular atenção à estimativa das quantidades. As necessidades a satisfazer são normalmente baseadas em previsões de procura de energia sujeita a normas de qualidade. Previsões que devem igualmente obedecer a regras homologadas a nível central da empresa, tendo em conta as características das redes locais e as expectativas de evolução do mercado. A manipulação destas previsões para forçar a seleção de um projeto para realização é muito frequente, dentro e fora do sector elétrico.

Para elaborar estas novas previsões da procura é necessário dispor de modelos de simulação do funcionamento económico dos sistemas energéticos, com capacidade de preverem a evolução de novos processos e de novos equipamentos de produção e de consumo de energia, considerando os progressos tecnológicos esperados nos processos de converter e de utilizar energia, com relevo para a indústria, transportes e edifícios. Modelos que se tentam descrever de forma resumida, no ponto seguinte.

7.2.3. Análise de todo o sistema económico de energia

Nestes tempos de profundas alterações estruturais, as previsões da procura de eletricidade a médio e sobretudo a longo prazo não podem apoiar-se em curtas e simples extrapolações do passado. Com efeito, esperam-se significativos acréscimos de eficiência económica, induzidos pela necessidade de maior eficiência ambiental, visando não só consumir menos energia, mas sobretudo preservar o ambiente (ver 1.6 Questões ambientais e, em particular, 1.6.4 Funcionamento e vantagens dos mercados de carbono). E uma parte da anterior procura será alterada pela gradual adoção de novos hábitos de consumo e de novos processos de satisfação das muitas necessidades habitualmente satisfeitas recorrendo à energia, que podem passar a exigir menos eletricidade ou a recorrer a outra forma de energia, como sucede com a iluminação, climatização ou força motriz. Nos transportes, até se espera uma transferência da procura de energia veiculada pelos derivados do petróleo para a eletricidade, aumentando significativamente a indeterminação quanto à evolução do sistema elétrico no seu todo, e não apenas a montante do contador. Por outro lado, com a crescente penetração das energias renováveis, de produção muito descentralizada, não só o perfil da procura da eletricidade

---

nos respetivos sobrecustos das entidades co-avaliadoras dos pontos, esperava-se que dentro de poucos anos esta metodologia estivesse estabilizada e incluída numa aplicação informática, então em desenvolvimento, de análise, seleção e controlo de investimentos das redes de distribuição (ASCI).

deixa de coincidir com o perfil da eletricidade solicitada às redes elétricas, como estas também têm de passar a estar aptas para receberem a eletricidade gerada por centrais dispersas nas redes de baixa e de média tensão, e a prestar-lhes socorro.

Assim, a médio e longo prazo, é necessário considerar todo o sistema económico da energia, reexaminando nomeadamente a forma de a utilizar na indústria, nos transportes e nos edifícios de habitação e do sector terciário, não esquecendo a energia incorporada nos equipamentos, nas matérias-primas e nos materiais usados em conjunto, sem qualquer pressuposto ou preconceito quanto a equipamentos e processos utilizados, nem quanto ao tipo de energia primária utilizada, nem quanto ao vetor utilizado (ver 1.4.2 Vetores de energia).

Acresce que no âmbito do sistema elétrico propriamente dito, não se tem sentido a necessidade de explicitar os tempos de adaptação entre a oferta e a procura de energia, pressupondo-se que a evolução das características técnico-económicas dos novos equipamentos são bem antecipadas pelas empresas do sector, e admitindo-se que as convergências para os sucessivos novos equilíbrios de quantidades transacionadas em função dos novos preços se fazem instantaneamente, ou quase, no seio de um mercado por grosso bem organizado. Porém, com a extensão do âmbito da análise a todo o sistema económico de energia, obrigando a considerar o comportamento das muitas pequenas unidades de decisão, que têm de antecipar a evolução dos preços das diferentes formas de energia e de escolher oportunamente os equipamentos que satisfaçam as suas necessidades de forma mais eficiente, condicionando os tipos e as quantidades procuradas de energia, quer para consumo direto quer para o fabrico dos equipamentos e matérias-primas que os novos processos que vão sendo preferidos passam a exigir. Deste modo, já não é possível ignorar as diferenciadas capacidades de antecipação destas pequenas unidades de decisão, nem as diversificadas constantes de tempo dos muitos novos equilíbrios entre a oferta e a procura de energia de cada unidade de decisão, sectorial ou local.

Assim, esta passagem do sistema electroprodutor propriamente dito para todo o sistema económico de energia não se limita a um alargamento de âmbito da análise. Sai da área tecno-económica estrita e passa a abranger o tratamento dos comportamentos de inúmeras unidades de decisão.

Por outro lado, há ainda que atender a mais e novas complexidades, resultantes da crescente consciencialização dos custos ambientais e da convicção de que as energias renováveis devem beneficiar duma descriminação positiva, não necessariamente concretizada em preços garantidos (feed in) e prioridade legal de compra pelas redes elétricas[74].

---

[74] A descriminação positiva a conceder às energias renováveis deve manter a concorrência entre fornecedores, pelo menos nos preços, não os dispensando de competir entre si na busca de tecnologias mais eficientes. Objetivo que pode ser atingido através de concursos para o fornecimento de quantidades limitadas, com garantia de compra mas não de preço.

Por esta e outras razões, é necessário contar com uma regulação que não se limite a corrigir falhas de mercado nem a promover os comportamentos esperados num mercado em concorrência perfeita.

Assim, com uma regulação sempre em evolução e aperfeiçoamento, e com a consideração dos comportamentos dos decisores em ambiente muito evolutivo, o mercado não pode nem deve ser considerado em concorrência perfeita. Tem de ser simulado atendendo à evolução possível, dentro de restrições definidas, e não segundo meros desejos ou preconceitos de que se comporta como um mercado perfeito. Razão porque os modelos de simulação do sistema económico de energia não podem ser meras extrapolações dos habitualmente considerados no planeamento do sistema electroprodutor e descritos nos Anexos.

Não se conhecendo modelos recentes[75] adequados a uma simulação deste tipo e, sobretudo, atendendo ao grande interesse teórico e didático dum modelo elaborado em 1979 pela Decision Focus Incorporated, de Palo Alto, Califórnia, então abreviadamente referido como "Modelo DFI", mas com a designação oficial de "Sistema de Modelação DFI de Economia da Energia", apresenta-se a seguir este modelo DFI, utilizado pela EDP na preparação dos planos energéticos nacionais dos anos 80[76].

Paradoxalmente, no texto que se segue tenta-se apresentar a realidade a partir dum modelo, e não um modelo a partir da realidade! Inversão justificada pela qualidade do modelo e pelo ainda reduzido e pouco divulgado conhecimento da realidade tratada: o sistema económico de energia. No entanto, seguindo de perto os textos dos respetivos manuais, mais do que uma introdução muito concisa a este modelo DFI, pretende-se apresentar a realidade modelada, mostrando muito resumidamente o tipo de influências a considerar na análise da totalidade dum sistema económico de energia, e

[75] A queda do muro de Berlim (1989) exaltou a confiança na autorregulação dos mercados, e emudeceu os defensores da necessidade de programação económica para garantir equilíbrios a prazo, sistémicos ou simplesmente a nível dos grandes grupos empresariais. Metodologia então muito conotada com o planeamento central oficialmente adotado pelos países socialistas pertencentes ao regime soviético que implodiu com a queda daquele muro. Posteriormente, a crise dos anos posteriores a 2007 evidenciou que a regulação e os equilíbrios sistémicos não podiam estar confiados apenas ao mercado, não dispensando regulação política, embora de melhor qualidade e com mais eficácia do que a patenteada no período de exaltação da autorregulação pelos mercados. Período aliás pouco propício para um bom desempenho e desenvolvimento da regulação política, que, talvez por isso, não esteve atenta nem forte e falhou por défice de intervenção.

Paradoxalmente, a falta de utilização de modelos de planeamento no sector elétrico, verificada nos últimos anos, não deve ser atribuída ao excesso de confiança na autorregulação do mercado, mas ao excesso de regulação governamental que, voluntariosamente e com grande imprudência orçamental, apostou na maximização da oferta de energia de fontes renováveis, maximizando o objetivo da sustentabilidade ambiental e menosprezando a restrição de sustentabilidade económica.

[76] Por influência dum programa de assistência do Governo Americano, este modelo foi usado pelo Gabinete de Planeamento da EDP na forte contribuição prestada à elaboração dos Planos Energéticos Nacionais dos anos oitenta do século passado.

Para além dos resultados então obtidos, este Modelo merece especial referência pelos conhecimentos que proporcionou relativamente ao tratamento em modelos de cálculo automático de questões energéticas, económico-financeiras e matemáticas, permanecendo com grande valor didático. Os técnicos que colaboraram na sua utilização beneficiaram de uma formação de excelência na utilização de modelos de rede e ganharam uma extraordinária sensibilidade à perceção das forças e tendências presentes nos mercados reais da energia, dispensando a ilusória hipótese de serem mercados perfeitos.

O Modelo DFI apresenta uma síntese de numerosas técnicas de modelação usadas em economia e em engenharia e não é fácil de classificar. A metodologia tanto é aplicável para problemas de decisão centralizada e normativa implicando a otimização de uma função objetivo simples e bem definida como para problemas de decisão descentralizada e descritiva ou de mercado onde o comportamento de muitos decisores autónomos, com diversificados objetivos pode ser simulado.

evidenciando a extensa rede de relações entre unidades de produção, transformação e consumo, bem como a diversidade de comportamentos a considerar.

O Modelo DFI foi concebido para o estudo das consequências do primeiro choque petrolífero na redistribuição das fontes de energia primária na satisfação da procura de energia final, ou, mais precisamente, na satisfação das necessidades manifestadas no mercado que impliquem utilização de energia. Considerando a introdução das novas tecnologias então em curso, estuda e prevê a evolução esperada nas estruturas dos sistemas de produção e de utilização de energia, e apresenta como resultados as evoluções temporais a esperar nos preços e nos fluxos de quantidades em sucessivos novos estados de (des)equilíbrio da procura e da oferta dos fatores de produção, dos equipamentos e das procuras dos bens finais.

Didaticamente, começa por salientar que em muitos sistemas, naturais e sociais, se observa uma forte convergência para um estado de equilíbrio onde várias forças e influências tendem a compensar-se mutuamente. De facto, muitos sistemas, com relevo para os seres vivos, têm uma propriedade, designada por homeostasia, que procura manter uma condição, mediante múltiplos e complexos ajustes de equilíbrio dinâmico controlados por mecanismos de regulação inter-relacionados. Contrariam qualquer mudança, adaptando-se ao seu ambiente, interno e externo, condição muitas vezes necessária para sobreviverem.

A complexidade deste equilíbrio geral aumenta quando uma comunidade de seres vivos ou ecossistema convive num mesmo meio ambiente físico, como solo, ar ou água. Apesar das muitas e diversificadas autonomias individuais existentes, continuam a existir forças e tendências equilibrantes regulando as interações, no espaço e no tempo, das muitas variáveis características do estado do sistema. E, independentemente de ser fechado ou aberto, verifica-se que o ecossistema atua como um todo, podendo ser descritos vários fluxos, no espaço e no tempo, nomeadamente de energia, de matéria e de populações, ao longo de diversificadas cadeias, organizadas em rede.

Os mercados, geralmente abertos, são sistemas ainda mais complexos, onde a compensação de forças, apesar de ser frequentemente verificada nos comportamentos a curto prazo das diferentes unidades que os compõem, não origina necessariamente condições estáveis e inalteráveis a médio prazo. Assim, se o preço do carvão sobe, é de esperar que seja substituído por outros combustíveis e que o seu uso decline, contrariando a subida do preço, e, como sucede na maioria dos bens e serviços, quer a produção quer o consumo obedecem a um equilíbrio de forças normalmente referido como equilíbrio entre a oferta e a procura desse bem ou serviço. No entanto, não só as respostas ou adaptações individuais não são instantâneas, obedecendo a diferentes constantes de tempo e apresentando oscilações de maior ou menos amplitude à volta do respetivo ponto de equilíbrio, como, por outro lado, se um desvio de preço ou de quantidade perdurar, forma-se posteriormente um novo equilíbrio noutro ponto do plano (*preço, quantidade*), podendo mesmo haver novas curvas da procura

ou da oferta, ou de ambas, do bem ou serviço em causa e de outros bens ou serviços substitutos ou complementares.

Quando forças políticas e reguladoras interagem com forças económicas, o sistema é ainda mais complexo, mas a tendência basilar para estados de equilíbrio continua a existir. Por exemplo, se um agente, governamental ou não, tenta fixar o preço de um bem a um nível demasiado baixo, formam-se reações para que o preço do bem em causa não seja tão baixo, designadamente, reduzindo a oferta desse bem e desenvolvendo a oferta de outros bens ou serviços alternativos.

Reações análogas aparecem quando surgem inovações tecnológicas ou fortes alterações nas quantidades habitualmente disponíveis no mercado, devidas ou não a causas naturais. A tendência para o equilíbrio, que se pode descrever como uma autodeterminação de maximização dos excedentes económicos dos agentes no mercado, mantêm-se, mas os comportamentos e os espaços de atuação destes agentes evolui, bem como o seu número.

Matematicamente, podemos dizer que o algoritmo de otimização permanece o mesmo, mas que mudam as relações técnicas entre variáveis e/ou as restrições a respeitar.

Assim, com a estrutura do mercado em permanente evolução, em vez de simplificadamente se procurar o equilíbrio estático correspondente a um cenário irreal supondo um mercado perfeito, deve-se procurar os equilíbrios dinâmicos correspondentes a cenários reais, mais amplos e evolutivos, considerando todas as forças significativas, políticas, reguladoras e económicas, atuando no mercado. Para não as excluir da análise, recorre-se normalmente a restrições em quantidades ou preços.

A procura dos equilíbrios em mercado fortemente competitivo, simulada pela busca da solução ótima em mercado real, está no centro da metodologia usada pelo Modelo DFI que, em muitos aspetos, se aproxima da teoria do equilíbrio económico geral. Porém, como a realidade apresenta muitos desvios deste ideal conceptual, este conceito de equilíbrio de mercado foi generalizado para ser mais aderente ao comportamento real do mercado.

Tanto o curto prazo (alguns meses ou anos) como o longo prazo (algumas décadas ou mais) são importantes nas tomadas de decisão da economia da energia. A curto prazo é extremamente difícil mudar o sistema de energia; mas a longo prazo existem muitas tecnologias disponíveis e diversificadas alternativas sociais. Os equipamentos para produzir bens energéticos levam anos a construir e a acumular, mas a escassez de energia e de recursos são gradualmente atenuados ao longo do tempo.

A estrutura conceptual para a modelação deste equilíbrio generalizado apoia-se numa rede de decisores nodais ou locais e na decomposição coordenada de complexos modelos de comportamento. Modelos que, acatando a lei económica de que preços mais altos induzem procuras

mais baixas e vice-versa, incluem outros comportamentos, não menos importantes mas mais subtis, como as seguidas por previsores e decisores, originando comportamentos globais do sistema muito diferentes dos existentes em sistemas constituídos por apenas processos físicos em que se desprezam os tempos de adaptação. Diferenças que resultam da capacidade que, dentro de certos limites, os decisores têm de antecipar os acontecimentos futuros. Por exemplo: as empresas de energia sentem-se atraídas a investir numa nova tecnologia potencialmente lucrativa, mesmo que ainda não haja nenhum registo histórico de experiência lucrativa com esta nova tecnologia; proprietários de subdesenvolvidos e escassos recursos energéticos mostram predisposição para manter estes recursos no subsolo, aguardando suficientes benefícios correntes resultantes de subidas do preço da energia; consumidores sentem-se motivados para aumentar compras de bens quando antecipam subidas de preços e diminuem compras quando antecipam baixas de preços.

Existem outras incertezas acerca de acontecimentos futuros que têm efeitos importantes no comportamento dos mercados. Face a dúvidas respeitantes a novas tecnologias ou a regulamentações governamentais, as empresas são relutantes a investir. Incertezas quanto à extensão dos recursos primários a preços conhecidos, mudanças tecnológicas, comportamento político fundamental e preferências sobre futuros estilos de vida são importantes em muitos problemas de decisão.

Apesar de ser extremamente difícil modelar como consumidores, produtores e proprietários de recursos formam as suas expectativas sobre o futuro, este comportamento é central na operação dos mercados energéticos. Admitir que os decisores são míopes na extrapolação de tendências passadas quando preveem acontecimentos futuros, conduz a resultados muito diferentes do que admitir que antecipam perfeitamente os acontecimentos futuros. O sistema DFI permite modelar o comportamento de previsão dos decisores numa diversidade de formas e não impõe arbitrariamente um modelo com uma estrutura dinâmica de extrapolação uniforme. Mais, o sistema DFI permite escolher níveis de capacidade de previsão que podem variar desde decisores de extrapolação míope até decisores de previsão perfeita e, usando esta característica, o efeito na evolução dos sistemas de economia da energia dos comportamentos quanto a capacidade de previsão dos decisores pode ser simulado e apreendido.

Resumindo, o modelo DFI simula o equilíbrio de forças dentro do mercado, tendo como dados de entrada as descrições dos processos, económicos e outros, que produzem estas forças, e determinando a trajetória do sistema global que é consistente com a busca deste equilíbrio de forças. Assim, desagregadamente, produtores e consumidores são modelados como motivados pelos respetivos interesses e objetivos próprios. E, usando métodos de solução iterativa, é procurada a evolução no tempo dos preços e dos fluxos de energia e de outros produtos que são consistentes com estes modelos de produtores e consumidores. Estes métodos de solução iterativa não impõem uma estrutura ao modelo de mercado adotado, sendo apenas um meio de encontrar a solução para os preços e fluxos que refletem os dados estruturais do mercado.

Não havendo experiência da utilização do modelo DFI nem confiança na aderência do modelo à realidade que os dados utilizados proporcionavam, este modelo foi usado apenas para estimar a procura de energia elétrica fornecida pelas redes de distribuição suscetível de ser quantitativamente alterada por utilização de novas tecnologias, como o uso de bombas de calor para climatização, ou por ser satisfeita por recurso local a outras formas de energia, nomeadamente termo-solar, ativa ou passiva, como o aquecimento de águas domésticas, ou a energia elétrica gerada descentralizadamente, eventualmente em co-geração.

No âmbito dos Planos Energéticos Nacionais elaborados nos anos 80, as quantidades de energia útil necessária para satisfazer a procura nos vários sectores da economia, dados de entrada do modelo DFI, (ver Fig. 7.1) foram obtidas por um outro modelo, designado pela sigla MEDEE e desenvolvido no Institute Économique et Juridique de Grenoble (França). Este modelo determina a procura de energia útil satisfeita diretamente pela eletricidade, como a requerida pela satisfação das necessidades de iluminação, eletrónica, eletroquímica e força motriz fixa. E, para além desta procura específica de eletricidade, determina outras formas de energia útil, como a induzida pela satisfação das necessidades de aquecimento industrial ou de ambiente.

INTERLIGAÇÃO ENTRE DIFERENTES MODELOS MATEMÁTICOS UTILIZADOS NO ESTUDOS REALIZADOS NO AMBITO DO PEN

(FONTE : Relatório Síntese do Plano Energético Nacional – versão 1982)

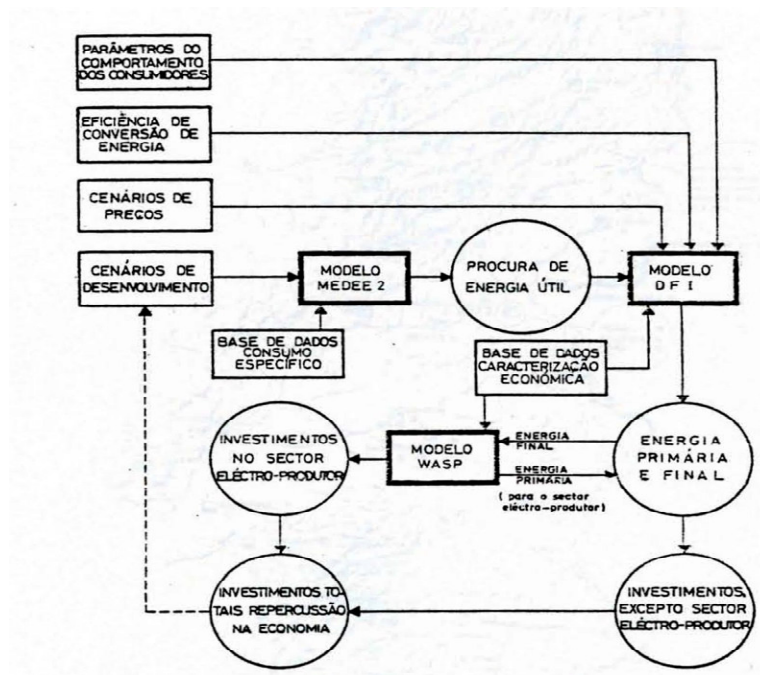



Fig. 7.1:

Complementarmente, através do modelo DFI, estuda-se todo o sector energético, desde a importação de combustíveis, ou desde a exploração das fontes de energia primária existentes no país, até aos diversificados processos de utilização de energia que se podem prever para satisfazer as procuras de energia útil determinadas pelo modelo MEDEE. Nomeadamente, foram estudados os diversos processos de transformação das energias primárias (petróleo, carvão, uranio, hidroeletricidade e

outras renováveis), em energias secundárias ou vetores energéticos, passando-se depois às respetivas redes de transporte ou distribuição (refinarias e sistemas de distribuição de derivados do petróleo; centros geradores de energia elétrica e respetivas redes de transporte e de distribuição em alta, média e baixa tensão; comércio por grosso e a retalho do carvão e das diferentes biomassas; variadas formas de produção local de eletricidade ou de biogás, etc.).

Definida a procura da energia elétrica a satisfazer pela rede de serviço público, o sistema electroprodutor foi submetido a uma análise mais fina da que a resulta do modelo DFI, que, trata todos os sectores energéticos de forma mais agregada e simplificada. Análise mais fina do sector elétrico que resulta da sua maior complexidade e por exigir cerca de 60% dos investimentos de todo o sector energético. Para esse efeito foi usado o modelo WASP (Wien Automatic Planning Package – Modelo com início na Tennesse Valey Authority e desenvolvido pela Agência Internacional de Energia Atómica, em Viena) apoiado pelo Modelo Valorágua (Modelo resumidamente descrito no Anexo II e desenvolvido em Portugal, desde 1968, dentro da associação das empresas produtoras de energia elétrica que, mais tarde se fundiram na EDP).

Com ou sem recurso a um modelo do tipo DFI, a obtenção da previsão da evolução da procura de energia elétrica a satisfazer pelas redes de distribuição continua vital para os agentes do lado da oferta, que não só têm de antever as transformações esperadas na produção e distribuição da eletricidade, antecipando-se aos concorrentes, como também têm de prever a evolução da procura, em volume anual, mensal ou semanal, e em modulação horária, ao longo dos dias. Previsão que não é fácil de obter com a qualidade desejada. Exige o recurso a modelos de planeamento complexos em ambiente muito transparente de forte cooperação entre empresas, regulação, universidades e média. Modelos que têm de atender à incerteza que sempre impregna qualquer análise sobre o futuro, sobretudo a médio e longo prazo, como se mostra a seguir, começando por recordar algumas grandes e inesperadas alterações históricas no mundo da energia, bem como as principais reações e consequências.

7.3 TRATAMENTO DA INCERTEZA

7.3.1 Surpresas do passado

No início dos anos 70 do século passado, os técnicos do MIT, no seu Relatório de Roma, alertaram para os factos do petróleo ser finito e do esgotamento das reservas estar próximo, então anunciado para cerca de 30 anos depois. Acontecimento que ficou conhecido como primeiro choque petrolífero e, originando grande acréscimo dos preços dos combustíveis fósseis, intensificou a procura de alternativas ao petróleo e sensibilizou para a necessidade e urgência de se promover a eficiência energética.

Posteriormente, com forte contribuição da Conferência do Rio sobre Ambiente e Desenvolvimento, em 1992, generalizou-se a consciência de que também a Terra era finita e de que o desenvolvimento tinha de ser ambientalmente sustentável, sendo necessário passar a respeitar limites de emissões de gases de efeito estufa para preservar os equilíbrios climáticos existentes. Facto que conduziu à imposição de taxas de carbono na queima dos combustíveis fósseis, ao favorecimento das energias renováveis e à busca de maior eficiência ambiental (ver 1.6 Questões ambientais).

No início do século XXI, sucessivas crises financeiras alertaram para que até bens imateriais, como a confiança e o crédito, eram finitos, e que os equilíbrios económicos tinham de atender a esse facto, com o consequente aumento dos custos financeiros e maior exigência de responsabilização orçamental. Limites que passaram a condicionar mais fortemente a evolução dos sistemas energéticos, com grande incidência na escolha dos equipamentos e nos preços resultantes.

Embora de dimensão global mas com efeitos a nível local, nomeadamente, nos preços ou nas quantidades de energia a satisfazer, também se não pode ignorar a sucessiva descoberta de novas reservas de energia fóssil comercialmente exploráveis, o crescente anseio de acesso aos padrões de vida da OCDE pelos povos emergentes, a maior liberalização do comércio internacional, o aumento das exigências de eficiência ambiental, e a muito desejada consolidação das democracias e da paz em territórios politicamente instáveis com grandes reservas de combustíveis fósseis, etc.

Finalmente, o domínio de novas técnicas de obtenção de hidrocarbonetos, em águas muito profundas e sobretudo em novos tipos rochas (gás e petróleo de xisto) evidenciaram potencialidades inesperadas de significativos aumentos das reservas de hidrocarbonetos comercialmente exploráveis em territórios politicamente mais estáveis.

Assim, logo após os primeiros choques petrolíferos, ou seja na segunda metade dos anos 70 do século passado, como consequência da introdução inesperada dos maiores preços da energia nos processos produtivos, com efeitos cumulativos e multiplicativos, temia-se uma grande alteração dos preços relativos dos bens e serviços. E considerava-se que os preços em vigor no mercado não ofereciam confiança para estudos de médio e longo prazo, sobretudo na análise económica de empreendimentos ou atividades requerendo muita energia, quer na realização dos equipamentos quer na sua posterior exploração.

Consequentemente, vulgarizaram-se as chamadas análises energéticas abrangendo o ciclo de vida dos projetos em estudo, desde as minas fornecedoras das matérias-primas elementares até ao desmantelamento dos equipamentos. Análises em que se procurava o processo tecnológico que exigisse menos energia durante todo este ciclo de vida por unidade de bem ou serviço produzido. Não se confiando nos preços, não se atribuía preferência ao sistema de aquecimento que proporcionasse menor custo total actualizado ou ao veículo que oferecesse menor custo total por

quilómetro percorrido, mas sim à variante ou tecnologia que correspondesse ao menor consumo de energia no ciclo de vida do equipamento por unidade de bem ou serviço obtido[77].

O terceiro choque petrolífero (81-85), também conhecido por contrachoque, abriu um novo período de energia barata (até 98) e reduziu o interesse das análises dos custos em energia abrangendo o ciclo de vida. Todavia, com a então já crescente consciência da importância dos custos ambientais originados pelos gases de efeito estufa, ainda longe de estarem totalmente introduzidos nos preços de mercado, o interesse pelas análises abrangendo o ciclo de vida dos equipamentos e materiais foi reanimado, embora transferido para as emissões destes gases, não necessariamente proporcionais à energia consumida.

Estas análises no ciclo de vida, considerando um único bem, energia ou ambiente, não substituem um estudo económico num sistema de preços que tanto quanto possível antecipe e inclua os efeitos dos acréscimos destes custos ainda não internalizados no mercado (ver 1.6 Questões ambientais). Estudo que não pode ignorar que tais efeitos implicam profundas alterações na estrutura dos sistemas energéticos e que portanto não se pode limitar a tentar prever as consequências nos preços através de meras análises de sensibilidade à mudança dum parâmetro, tem de também antecipar as transformações na estrutura do sector, reduzindo/aumentando a oferta dos bens que mais/menos encarecem, e não desprezando efeitos de escala e progressos tecnológicos entretanto esperados.

7.3.2 Redução da incerteza

No planeamento a médio e longo prazo, não só a descrição cuidadosa de qualquer cenário nunca pode ser considerada segura nem garantida, como também se tem de caracterizar a incerteza quanto ao modelo utilizado e aos seus parâmetros. Paradoxalmente, é muito frequente proceder-se à análise das opções a tomar considerando um cenário especial, favorito e cuidadosamente caracterizado, a que se atribui grande probabilidade de ocorrência, e determinar com grande pormenor a estratégia[78] ótima para este cenário. Determinação complementada por análises de sensibilidade dos resultados a desvios na previsão de algumas grandezas de evolução mais incerta, nomeadamente, valores de parâmetros físicos, tempos de reação nas relações comportamentais, e capacidade de previsão dos diversos agentes.

A realização duma análise de sensibilidade à variação de parâmetros considerados determinantes contribui para melhorar a apreciação dos resultados. Porém, sobretudo em estudos de longa duração, o cenário favorito nunca ocorrerá, e este procedimento corresponde muitas vezes a um mau emprego

---

[77] Embora ignorando os custos dos restantes fatores de produção, raramente de desprezar, estas análises tiveram o interesse de desfazer mitos então correntes, como a crença, em voga nos anos 60, quando as energias eram consideradas inesgotáveis e cada vez mais baratas, de que não valia a pena isolar as casas porque os custos dos materiais necessários eram superiores às economias que proporcionavam!

[78] A palavra estratégia, mais ampla do que plano ou programa, mas denunciando a origem militar deste tipo de análise, significa um conjunto de ações coordenadas dirigidas á obtenção de um conjunto de objetivos de longo prazo, necessitando de ser decididas ao nível mais elevado de uma organização ou centro de decisão em causa.

de recursos de cálculo e de análise, pelo que só se justifica para estudos de curto e médio prazo em ambientes pouco incertos. A longo prazo, o tratamento da incerteza deve incluir os próprios cenários, sendo preferível uma análise cruzada de diferentes estratégias em cenários diversificados, como se mostra a seguir.

Devido aos demorados prazos de construção dos equipamentos e à sua extensa vida económica, o planeamento energético exige a consideração de períodos longos, pelo que, em vez de se caracterizar cuidadosamente um cenário favorito, deve proceder-se à caracterização de vários cenários, em que cada uma das principais formas de energia primária (energias renováveis, gás natural, outros combustíveis fosseis ou energia nuclear) resultaria dominante. E, admitindo que, a longo prazo, nenhum dos cenários de trabalho assim escolhido terá uma probabilidade de acontecer muito mais elevada do que qualquer outro, não se deve perder muito tempo na sua caracterização fina, isto é, pode aceitar-se alguma margem de erro na atribuição do valor aos parâmetros e utilizar intervalos temporais não muito estreitos, desde que adaptados aos objetivos da análise de médio ou longo prazo. Finalmente, o programa de simulação a utilizar, suficientemente fiável e preciso, deve proporcionar resultados que, apesar de sujeitos a erros sistemáticos comuns, devidos sobretudo à imprecisão dos dados e dos modelos, possam ser comparados com credibilidade.

Embora não exista limite para o número de cenários a estudar, nesta exemplificação apenas se consideram quatro (por exemplo, os já acima referidos como sendo favoráveis às energias renováveis, ao gás natural, a outros combustíveis fosseis e à energia nuclear). E sem tentar atribuir qualquer probabilidade de ocorrência a cada cenário, sempre muito subjetiva, procede-se à determinação aproximada duma estratégia considerada bem adaptada a cada um deles (não necessariamente a otimizada para cada um deles, o que também conduziria a grande desperdício de recursos de análise). Recorda-se que, devido ao facto da energia ter uma procura muito variável no tempo, a estratégia melhor adaptada a um dado cenário não corresponde necessariamente a só recorrer a esse tipo de energia, havendo quase sempre interesse em recorrer a um mix de energias primárias bem diferenciadas (ver por exemplo 3.2.3.5 Efeito de um choque no preço dos combustíveis e 3.2.4. Complementaridade e coexistência de várias tecnologias).

Embora seja possível fazer a avaliação do interesse de qualquer estratégia em qualquer cenário através de vários indicadores, por comodidade de exposição e por gozar de propriedades aritméticas, no texto que se segue é dada preferência ao indicador denominado valor atualizado líquido (VAL), (se as diferenças de benefícios proporcionados por cada estratégia puderem ser desprezadas, também é aceitável utilizar o custo total atualizado).

Procede-se a seguir à simulação de cada estratégia em cada cenário, o que neste exemplo corresponde a 16 resultados, habitualmente apresentados numa tabela. Neste caso de 4 linhas, correspondentes às 4 estratégias, por 4 colunas, correspondentes aos 4 cenários.

Note-se que o procedimento, acima referido, de caraterizar cuidadosamente um cenário favorito, considerado mais provável, corresponde a atribuir uma probabilidade muito próxima de 100% a um cenário desta tabela, ignorando todos os outros, e a selecionar a estratégia mais adaptada a este cenário, identificada pelo maior VAL.

Se, em estudos de curto ou médio prazo, em ambiente não muito incerto, e recorrendo por exemplo a um colégio de especialistas, for possível atribuir probabilidades a cada cenário, sempre muito subjetivas, teria algum significado juntar àquela tabela uma nova coluna, com as esperanças matemáticas dos VAL relativos a cada estratégia. Teria então algum significado escolher a estratégia a que corresponde o maior valor desta coluna. Procedimento que, embora pouco adaptado a decisões não repetitivas e com implicações de longa duração, pode ser aplicado quando são possíveis várias jogadas, sucessivas ou múltiplas, como sucede no totoloto, em que um painel de especialistas em futebol tem muito maior probabilidade de acertar do que um grupo que preencha os seus boletins ao acaso.

Em ambiente muito incerto, se não mesmo conflitual, e relativamente a decisões não repetitivas, como sucede em missões espaciais e em grandes operações de investigação ou de guerra, não só a atribuição de probabilidades aos possíveis cenários tem pouco ou nenhum significado, como é muito importante, independentemente do cenário que vier a verificar-se, assegurar um mínimo de sucesso à estratégia adotada, geralmente irrepetível.

Apesar de nestes casos ser quase sempre mais apropriado um indicador de eficácia, como o custo total, por vezes expresso em vidas humanas, continuaremos a exposição usando o VAL como critério de seleção. E, acrescentando uma nova coluna à tabela estratégias/cenários, colocaremos nela o menor valor de cada linha. Se os cenários cobrirem bem todas as eventualidades que podem ocorrer, este menor valor corresponde ao resultado "garantido" por cada estratégia. Então, num contexto de grande incerteza e pequena oportunidade de repetição, a estratégia a escolher deverá ser a que, nesta última coluna, apresenta o maior destes resultados "garantidos".

Nos mercados reais vive-se em ambientes que, embora competitivos, são menos incertos e agressivos. Todavia, continua a raramente ser possível atribuir "probabilidades" aos cenários considerados[79], ou repetir decisões. Então, o procedimento a seguir, conhecido como o da menor pena ou remorso (*regret*) passa por elaborar uma nova tabela a partir da anterior, onde os VAL de cada par estratégia/cenário são substituídos pela diferença entre o valor do VAL desse par e o menor valor constante na mesma coluna. Assim, ao longo cada linha, correspondente a uma estratégia, esta diferença representa a pena, o remorso ou a oportunidade perdida pela escolha dessa estratégia no

---

[79] Existem casos especiais em que a atribuição de probabilidades a subcenários tem sentido, como por exemplo, quando os subcenários apenas diferem pela hidraulicidade e/ou outras características aleatórias. Então, os resultados de cada estratégia nos diferentes subcenários podem ser ponderados por estas probabilidades, sendo possível obter para cada cenário a esperança matemática dos resultados nos diferentes subcenários. Metodologia útil para eliminar subcenários.

caso do cenário correspondente a essa coluna acontecer. Logicamente, em cada linha existe um valor zero, correspondente ao cenário em que é essa a estratégia mais adequada.

A designação “oportunidade perdida” justifica-se por corresponder à desvantagem que o empreendedor que adotou tal estratégia, eventualmente adaptada ao cenário favorito no momento da decisão, e não a estratégia que posteriormente se revelou mais adaptada ao cenário efetivamente verificado, terá de assumir relativamente aos concorrentes que tenham acertado na estratégia adequada ao cenário que posteriormente ocorreu.

Prosseguindo na escolha da estratégia a adotar, numa nova coluna desta tabela de oportunidades perdidas, preencha-se cada casa com o maior valor de cada linha. Então, no momento da decisão, deverá ser escolhida a estratégia que corresponde ao menor valor desta ultima coluna, ou seja aquela que minimiza as desvantagens de optar por cenários errados, mesmo que altamente favoritos no momento da decisão.

Nos anos 70 e 80, inicialmente (Fig. 7.1) de forma incipiente e ainda sem recurso a modelos de cálculo automático, então quase inexistentes, e numa segunda vez, (Fig. 7.2) com importante recurso a meios de cálculo automático, esta metodologia foi aplicada no sector eletroprodutor, para escolha entre estratégias alternativas, preferindo ou não centrais nucleares, a carvão, ou a fuel. A estratégia favorecendo a entrada de centrais com turbinas a gás (a fuel, porque a OCDE ainda não autorizava a queima de gás natural em centrais elétricas), para além de ser naturalmente a mais adaptada ao cenário correspondente e praticamente equivalente à estratégia de referência no cenário favorito, também se revelou como a mais aconselhável no caso de engano na previsão do cenário.

A apreciação das estratégias em cenários diversificados tem semelhanças com a análise da sensibilidade dos resultados duma estratégia à variação de alguns parâmetros característicos num cenário favorito, mas as diferenças não são apenas de grau ou de escala. Correspondem a um salto de ordem qualitativa, e podem proporcionar uma avaliação dos riscos associados a surpresas e alterações de natureza geopolítica ou tecnológica, algumas vezes consideradas pouco prováveis, outras vezes simplesmente menosprezadas por impossíveis de traduzir em alterações quantitativas dos parâmetros usados. E oferecem a vantagem de treinar os decisores a enfrentarem cenários diferentes dos favoritos, eventualmente adversos.

Convém ainda notar que um sistema electroprodutor vai sendo realizado através de decisões sucessivas, e não de uma só. Ao longo da vida de qualquer empreendimento haverá oportunidade de adaptar o programa de realização dos centros de produção posteriores de modo a corrigir ou atenuar inevitáveis erros de previsão em decisões anteriores. Por exemplo: uma alteração inesperada nos ritmos de evolução da procura de energia elétrica pode ser compensada alterando as datas de início de funcionamento dos centros produtores a realizar posteriormente; e uma alteração no sistema de preços ou na evolução das tecnologias pode ser compensada pela alteração na evolução do mix de

centrais. A realização de um sistema electroprodutor não é análoga ao lançamento duma rajada de projéteis, de trajetória inalterável, mas, sim, ao lançamento sucessivo de vários mísseis, cuja trajetória vai sendo ajustada às posteriores evoluções do cenário que na realidade se vai apresentando. È irreal e errado supor a realização obstinada de um programa tido como ótimo em datas anteriores mas que posteriormente se revela muito diferente do programa adequado ao contexto que entretanto se foi revelando.

Quadro Publicado na Revista "Electricidade" 133, de março de 1977, com o resumo da apreciação de 3 estratégias de desenvolvimento do sistema electroprodutor em 3 cenários diversificados

QUADRO IV

VALORIZAÇÃO DAS DIFERENTES ESTRATÉGIAS

Estratégias	Cenários ou Estados do Mundo					
Novos centros produtores utilizando predominantemente	Satisfação predominante da novas necessidades de energia através de					
	PETRÓLEO		CARVÃO		CISÃO NUCLEAR	
PETRÓLEO	A	5	A	4	A	2
	B	3	B	2	B	2
	C	4	C	3	C	1
	D	4	D	3	D	2
	E	3	E	2	E	1
	F	3	F	4	F	2
50		22		18		10
CARVÃO	A	4	A	5	A	1
	B	2	B	3	B	1
	C	2	C	4	C	0
	D	3	D	4	D	2
	E	2	E	3	E	1
	F	2	F	3	F	1
43		15		22		6
CISÃO NUCLEAR	A	3	A	4	A	5
	B	2	B	1	B	5
	C	3	C	4	C	5
	D	3	D	2	D	5
	E	1	E	0	E	2
	F	1	F	0	F	3
49		13		11		25

Critérios utilizados

A — Custo mínimo
B — Criação de actividades novas e orientadas para o futuro
C — Reflexos na balança comercial
D — Criação de emprego qualificado
E — Segurança de abastecimento
F — Impacto sobre o ambiente

Valorização de 0 a 5

Fig. 7.2:

Quadro Publicado em documento da EDP, de Abril de 1983, com a designação de "PROGRAMA DE NOVOS PRODUTORES. MATÉRIAS DE REFLEXÃO E ESCLARECIMENTO (DT 57/83/OCPL)" , relativo a um estudo realizado no âmbito da colaboração prestada ao Plano Energético Nacional.

Tem o resumo da apreciação de 4 estratégias de desenvolvimento do sistema electroprodutor em 3 cenários diversificados:

N^- = Sem energia nuclear

R = Referência (N+Carvão+H+G)

G^+ = Forçando turbinas a gás

H^- = Sem novas hidroeléctricas

QUADRO XXVII

ENCARGOS GLOBAIS ACTUALIZADOS DE INVESTIMENTO + EXPLORAÇÃO, VALOR RESIDUAL E FUNÇÃO OBJECTIVO, PARA OS ESTUDOS REALIZADOS (*)

VALORES ACUMULADOS ACTUALIZADOS (10^6 c)	CENÁRIO / PROGRAMA	$\bar{N}$	R	G^+
Invest.+Explo.	$\bar{N}$	890.3	890.3	882.5
Valor residual		38.9	38.9	38.9
Função object.		851.4	851.4	843.6
Invest.+Explo.	R	921.8	878.8	870.7
Valor residual		70.4	57.9	57.9
Função object.		851.4	820.9	812.8
Invest.+Explo.	G^+	920.5	877.5	863.3
Valor residual		68.7	56.0	55.9
Função object.		851.8	821.5	807.4
Invest.+Explo.	$\bar{H}$	1013.9	966.6	945.9
Valor residual		81.6	66.4	66.3
Função object.		932.3	900.2	879.6

(*) Sistema de preços de meados de 1981.

Fig. 7.3:

Assim, numa primeira fase, deve efetuar-se uma análise de longo prazo, considerando cenários diversificados, e escolher-se a estratégia de menor risco, são sendo de excluir a consideração de estratégias múltiplas, combinando duas ou mais estratégias simples em proporções que reduzam as oportunidades perdidas por erro de cenário. Procedimento muitas vezes adotado sem análise quantitativa, apenas baseado no sentimento dos decisores que os leva a experimentar e jogar em opções técnicas diferentes, mas que nas grandes empresas deve estar apoiado por estudos dos departamentos de tecnologia.

Numa segunda fase, numa análise de médio prazo e privilegiando o cenário aconselhado pelo planeamento oficial, procede-se ao dimensionamento mais fino da estratégia, simples ou múltipla, anteriormente selecionada, recorrendo a modelos análogos aos apresentados nos Anexos, e fazendo análises de sensibilidade aos parâmetros mais críticos.

7.4 QUALIDADE DE SERVIÇO E PRESERVAÇÃO DO AMBIENTE

7.4.1 Planeamento e qualidade técnica

As tarifas pressupõem o cumprimento de normas de qualidade de serviço, nomeadamente quanto à frequência, à forma e amplitude da onda de tensão e à continuidade do abastecimento, pelo que o nível de proveitos autorizados deve prever a cobertura dos encargos correspondentes.

Uma primeira análise económica dos projetos a realizar deve basear-se no menor custo total atualizado de satisfação da procura respeitando as normas de qualidade. E a cada restrição de dimensionamento impondo o cumprimento de uma norma de qualidade está implicitamente associada uma variável dual que pode ser interpretada como representando o custo marginal de alterar ligeiramente a folga com que a respetiva norma de qualidade é cumprida. Deste modo, o planeamento pode, por exemplo, determinar o custo marginal de reduzir a energia não fornecida, quer nível da produção quer a nível da distribuição (Ver 4.3, A garantia de fornecimento obtida com informação descentralizada e A3.3 Custos Sombra dos Congestionamentos em Rede).

O prosseguimento de maior racionalidade económica e social aconselha a que se possa explicitamente associar a cada norma de qualidade, um custo sombra igual ao prejuízo marginal originado nos clientes por a norma não ser mais exigente, por um lado, e igual ao custo marginal de dimensionamento dos projetos de forma a proporcionarem a qualidade exigida, por outro lado.

É possível, e até mais adaptado aos atuais meios de tratamento da informação, dimensionar diretamente os projetos de forma que os custos marginais correspondentes ao respeito das normas de qualidade sejam iguais aos custos sombra pressupostos nessas normas de qualidade. Procedimento que implica o conhecimento do custo sombra associado a cada norma, por exemplo, 1 € por quilowatthora de energia não servida ou 0,5 € por quilowatthora entregue sem cumprir a norma relativa à amplitude da onda de tensão[80].

Se estes custos sombra não forem definidos regulamentarmente, tem de se proceder a um cálculo por aproximações sucessivas, supondo diferentes valores para o respetivo custo sombra e verificar depois se a franquia ou quantidade tolerada pela norma é ou não ultrapassada.

Tendo em conta o longo tempo de gestação dos investimentos, desde a decisão de iniciar os projetos até à entrada em exploração da variante selecionada, e as constantes de tempo daí resultantes, podem existir grandes desfasamentos entre a reposição da qualidade regulamentar e a decisão de corrigir uma situação anormal preexistente. Assim, a apreciação das prioridades de realização a atribuir aos diversos investimentos, assegurando a sua realização atempada e a própria escolha entre variantes dum mesmo projeto, deve integrar explicitamente as diferenças sobre os níveis de qualidade existentes antes e depois da realização do investimento em causa, valorizando-a pelos custos sombra correspondentes, e não só as diferenças de custo total atualizado respeitando as normas de qualidade em vigor.

Quer o custo sombra associado a uma norma de qualidade quer o custo marginal resultante do dimensionamento dos projetos respeitando essa norma variam no tempo, refletindo a evolução da tecnologia e dos preços dos fatores utilizados. Deste modo, uma norma expressa em quantidades a

[80] Na EdF, o custo é variável com o quadrado do desvio da tensão existente em relação à tensão nominal.

respeitar e não no valor marginal dos prejuízos a evitar nos clientes, deve ser sujeita a ajustes, de tempos em tempos, de forma que a franquia associada siga a evolução da tecnologia e dos preços.

7.4.2 Interesse de um sistema de penalidades/incentivos

Em mercado concorrencial, os clientes esperam que o fornecedor de qualquer bem ou serviço repare qualquer falta de qualidade. Dificilmente aceitam que o fornecedor direto se desculpe com fornecedores a montante, sobre quem tem direito de regresso, pois sabem que o seu fornecedor tem mais capacidade para se defender do que cada um isoladamente, estando dispostos a mudar para outro fornecedor que defenda melhor os seus interesses.

Por outro lado, um sistema de penalidades reforça o empenho das empresas em cumprirem as normas de qualidade e incentiva-as a reduzir o risco dos pagamentos correspondentes, antecipando os investimentos corpóreos ou incorpóreos mais adequados a evitar qualquer deterioração da qualidade servida e obrigatória segundo as leis nacionais e o direito europeu.

Nestes termos, tem muito interesse introduzir um sistema de penalidades/incentivos de valor aproximadamente igual ao prejuízo marginal sentido pelos clientes. Introdução de penalidades que pode ser considerada apenas como complemento ou reforço da definição das normas através de quantidades ou franquias a não ultrapassar ou mesmo como alternativa a esta forma imperativa de definição da qualidade.

Um sistema eficaz de penalidades/ incentivos é complexo e de implantação morosa. Exige um sistema de monitorização, abrangendo a generalidade dos clientes e capaz de medir localmente o desrespeito das normas e um sistema de faturação assegurando o pagamento das compensações devidas, ver 3.4.7 A promoção da qualidade de serviço e gestão do cliente.

7.4.3 Qualidade comercial e imagem das empresas

A qualidade de serviço exigida pelos clientes não é só de natureza técnica, atende também a outros aspetos, nomeadamente de natureza relacional, respeitante a prestações complementares visando a satisfação e fidelização dos clientes antigos e a atração dos novos. Refere-se especialmente a prestações de serviço ocasionais e individualizadas, relacionadas com prazos de estabelecimento de ligações e de religações ou com marcações de leituras extraordinárias, onde existe evidência imediata de não cumprimento de compromissos fixados em regulamentos ou estabelecidos diretamente com o cliente. Nestas matérias, para se estabelecer um sistema de penalidades, não é necessário nenhum sistema específico de monitorização da qualidade, pelo que se tem internacionalmente reconhecido interesse e oportunidade na sua adoção, concretizada numa tabela de quantias a pagar diretamente ao cliente, segundo o tipo de incumprimento em causa.

Uma duração de obras considerada excessiva, reduzindo a funcionalidade de arruamentos e provocando graves incómodos para os moradores e prejuízos para comerciantes e serviços, também é geralmente reconhecida como causa devendo originar o pagamento de penalidades, embora menos individualizadas e mais dirigidas às autoridades locais com quem a oportunidade dos trabalhos e respetivo prazo de realização tenham sido acordados.

Existem outros encargos igualmente relacionados com a satisfação dos clientes, como os originados pela conversão de redes aéreas em redes subterrâneas, nomeadamente em zonas históricas de núcleos urbanos ou em áreas protegidas, cujos encargos não devem ser automaticamente repercutidos nas tarifas, mas sujeitos a regras especiais e pré- convencionadas com a Regulação.

Para além do montante máximo a financiar através da tarifa em cada exercício, a aprovar pela Regulação, é interessante impor uma percentagem mínima de cofinanciamento pelas entidades diretamente interessadas, evidenciando o seu interesse, atenuando os efeitos da perequação destas verbas através das tarifas aos clientes de todo o País e contribuindo para que a população mais interessada participe nos respetivos custos, ainda que indiretamente.

A crescente consciencialização da existência de custos significativos ainda não internalizados pelo mercado, nomeadamente de natureza ambiental, leva ao reconhecimento da necessidade de antecipar alguns efeitos esperados destas desejadas internalizações, com reflexos nas estruturas e nos níveis das diferentes tarifas (Ver: 7.5 Coordenação entre Preços de Venda e Preços de Compra de Eletricidade)

Com efeito, enquanto a deterioração ambiental não é traduzida pelos preços de mercado, é necessário regulamentar o respeito de certos limites de poluição ou, preferencialmente, impor a neutralização ou compensação dos efeitos indesejados, de forma que os custos correspondentes estejam presentes nos preços.

Por vezes, para diferir e graduar os impactes na economia, resultantes de medidas ainda não adotadas nos países do mesmo espaço económico, a internalização de certos custos, como os resultantes da emissão de gases responsáveis pelo efeito de estufa, é feita apenas de forma marginal, através de subsídios internos ao setor beneficiando formas de produção de energia menos prejudiciais para o ambiente e assim facilitando a sua penetração em mercados que ainda não internalizam essas vantagens de natureza ambiental (Ver: 7.5 Coordenação entre Preços de Venda e Preços de Compra de Eletricidade).

7.5 COORDENAÇÃO ENTRE PREÇOS DE VENDA E PREÇOS DE COMPRA DE ELETRICIDADE

7.5.1 Promoção da racionalidade tarifária e da eficiência energética

A receção pelas redes elétricas da energia de fontes renováveis, ou provenientes do aproveitamento de resíduos ou subprodutos, e da cogeração tem por fim proporcionar a estas energias um mercado fácil, porque omnipresente e com grande capacidade de absorção, mas não infinita.

No início dos anos oitenta do século passado ainda não havia preocupações com o aumento da temperatura ambiente, mas, na sequência dos primeiros choques petrolíferos, já se tinha consciência de que vivíamos num mundo de recursos finitos e já havia preocupação de eficiência no aproveitamento dos recursos em geral e da energia em particular. E, com o propósito de promover o aproveitamento de possíveis gerações descentralizadas, o distribuidor começou a ser obrigado a comprar a energia entregue à sua rede por qualquer pequeno gerador, dispensando-o de procurar outra utilização ou outro cliente para essa energia.

Deste modo, desde 1981 e de forma muito avançada relativamente aos outros países europeus, os distribuidores portugueses, a EDP ou uma rede municipal ainda não integrada nesta empresa, foram obrigados a receber a energia entregue por qualquer pequeno gerador, até 10MW, pagando-a segundo uma tarifa baseada nas tarifas de venda na tensão de nível imediatamente superior à tensão de receção. Procedimento lógico porque, em princípio, a diferença de preços entre as duas tarifas devia equivaler aos acréscimos de encargos provocados pelo uso de redes de média tensão, incluindo perdas. De facto, se a dimensão do pequeno gerador é adequada à rede que recebe a sua energia, ou seja, se é semelhante à de um consumidor dessa rede, o uso da rede e o percurso médio da energia na rede são da mesma ordem de grandeza, poupando-se os encargos equivalentes à diferença entre as tarifas de alta e média tensão, e sendo evitados todos os encargos de produção e de distribuição, com exceção dos originados na rede que recebe a energia.

Nessa altura, a maior parte das grandes empresas de eletricidade dos outros países, então ainda fortemente integradas, tinha tendência a interpretar a reivindicação dos pequenos geradores de serem pagos pelos preços evitados, como se apenas se tratasse dos custos dos combustíveis evitados nas centrais então marginais, resistindo a também pagar eventuais economias em combustíveis mais caros que essas centrais proporcionavam, bem como as economias induzidas no uso das redes e correspondentes perdas (ver Anexos, nomeadamente A1.3 Aplicação do teorema de Kuhn e Tucker e A3.2 Preços Nodais e Rendas de Geradores).

Assim, muito antes da separação de atividades, já em Portugal se adotava um sistema de preços baseado em custos marginais, e, se um pequeno gerador entregava em média tensão, era pago pela tarifa de alta tensão, admitindo-se que um distribuidor em média tensão, em vez de adquirir toda a energia ao seu fornecedor habitual, pela tarifa de alta tensão, também a poderia receber de um

pequeno gerador, creditando-o por todos os custos evitados, incluindo perdas e utilização de redes, sem ter prejuízo por isso. Nessa altura e apenas por razões de segurança, a receção em baixa tensão ainda não era obrigatória.

Todavia, quando a dimensão da geração descentralizada era localmente importante, implicando exportação para a rede de tensão superior, para além do uso da rede onde se situa o ponto de entrega, também o uso de redes de tensão superior era debitado a cada gerador, e assim sucessivamente, enquanto estas redes de tensão superior se mantivessem exportadoras de energia.

Dentro desta lógica e tal como sucede com um consumidor, a escolha da tensão de receção de um pequeno gerador pertence ao distribuidor, e os encargos de ligação à rede de distribuição são pagos pelo pequeno gerador.

Contrariamente à reivindicação dos pequenos geradores, mas como também sucedia com os consumidores de igual dimensão, a pequena geração, mesmo não despachável, deveria estar sujeita a preços horários, não só por razões estatísticas e para mais exata valorização, mas sobretudo para, de forma descentralizada e informal, orientar economicamente os programas de manutenção dos equipamentos.

Analogamente e como sucede com os consumidores, era debitada ao pequeno gerador (e não creditada) uma taxa de potência contratada, justificada pelos encargos dos troços periféricos das redes, cujo dimensionamento é muito influenciado por aquela potência, e independente do sentido do trânsito. Aliás, na justificação do valor desta taxa de potência contratada já então se referia a necessidade de uma contribuição para o custo da potência de substituição, ou seja, uma taxa de garantia[81].

A compra de eletricidade por tarifas baseadas nas tarifas de venda, para além de incentivar o aproveitamento de recursos energéticos descentralizados, e de promover maior transparência de processos, ainda oferece a vantagem de reduzir a tentação do distribuidor abusar da sua posição dominante, pois, se as suas tarifas forem altas, aparecem rapidamente múltiplos projetos de pequena geração. Pelo contrário, se as tarifas de venda foram baixas, nenhum industrial se mostra interessado em gerar energia elétrica, …e até surgiram lamentações de que os preços de energia eram demasiado baixos.

---

[81] Antecipando a evolução posteriormente verificada nas definições de potências contratada, tomada e faturada, a potência então paga pela rede ao pequeno gerador não era a menor potência fornecida, simétrica da maior potência tomada que então era faturada aos consumidores, como poderia ser defendido pelo distribuidor, mas uma média das potências recebidas durante os períodos de ponta e de horas cheias.

Antecedendo a supressão dos adicionais de regularização hidroelétrica, expeditamente referidos como de apoio térmico, também não foi então exigida aos pequenos geradores hidroelétricos nenhuma taxa de apoio em período seco, correspondentes ao acréscimo de socorro que exigiam relativamente a outros tipos de produção não correlacionados com as grandes hidroelétricas.

Assim, a existência de tarifas de compra baseadas nas tarifas de venda é um forte incentivo para a adoção de um tarifário promovendo a utilização racional da energia e para uma gestão eficiente dos recursos no interior do setor elétrico, tendo constituído um meio eficaz de preparação para a concorrência.

Teoricamente, as economias de escala existentes na geração e distribuição de eletricidade protegem naturalmente o distribuidor, dispensando o estabelecimento de proteções de natureza legal. Convém todavia não esquecer que é no próprio facto da compra ser obrigatória que reside a grande assimetria de tratamento. Porém, para além de proporcionar grandes benefícios para o pequeno gerador, também origina problemas difíceis de resolver para o sistema electroprodutor, como os resultantes de as quantidades e os momentos de entrega serem determinados pelo vendedor e não pelo comprador, podendo coincidir com momentos em que a rede tem excesso de oferta, como sucede nas horas de vazio em períodos de grandes afluências ao sistema hidroelétrico e/ou grande produção eólica. Situação que aconselharia a praticar tarifas baseadas em custos marginais em tempo real.

Podem ainda ocorrer outras distorções de mercado, favoráveis ao pequeno gerador, como veremos a seguir a propósito dos subsídios incentivando o aproveitamento de energias renováveis.

7.5.2 Promoção da sustentabilidade ambiental

Apesar da liberalização entretanto praticada no setor elétrico, a racionalidade de tarifas de compra baseadas nas tarifas de venda foi abandonada, e as tarifas de aquisição de energia (feed in tariffs) passaram a ser utilizadas como fonte de subsídios pagos pelos consumidores, sobretudo domésticos, a favor da então designada produção em regime especial, como a geração combinada de calor e eletricidade e o aproveitamento de recursos renováveis, dominantemente eólicos, mas não só.

A potência da receção e as condições de pagamento foram evoluindo no tempo. Desde 1995, a obrigação de receção da energia passou a admitir unidades de potência superior a 10 MW, e desde 1999, a noção de custos evitados passou a incluir ónus de natureza ambiental ainda não internalizados pelos preços do mercado (ver 1.6 Questões Ambientais), obrigando o sistema elétrico a pagar a energia recebida dos pequenos geradores por valores muitos superiores aos preços de mercado.

Elogia-se a preocupação de proporcionar a apropriação de créditos relacionados com a preservação do ambiente, correspondentes a custos evitados por estas fontes de energia renovável, ainda não internalizados nos preços das energias tradicionais. E reconhece-se que esta política se revelou eficaz na organização de uma corrida à energia renovável, nomeadamente eólica, considerada exemplar pelos ambientalistas. Louva-se igualmente o desejo de fomentar o progresso tecnológico no aproveitamento das energias renováveis e de não dificultar a obtenção de economias de escala que as atuais condições de integração no mercado ainda não proporcionam. Discorda-se dos excessivos acréscimos originados nos preços de venda da eletricidade, nomeadamente para os consumidores

domésticos, e reprova-se a corresponsabilidade no demasiado endividamento do País, induzido pelo financiamento do elevado ritmo de crescimento programado para este tipo de geração.[82].

Como num mercado concorrencial não é possível fixar simultaneamente quantidades e preços, e como a sustentabilidade ambiental não tem sentido sem sustentabilidade económica, não se pode deixar de também se exigir eficiência aos geradores de energia renovável, tal como para os restantes operadores no mercado. Razão por que, nalguns países, em vez de se garantir um preço de compra às energias em regime especial, apenas se ofereciam quotas de mercado, programadamente crescentes e atribuídas por concurso, sendo sempre ressalvada a equidade entre operadores. E, independentemente da existência espontânea de alguma procura final de energia renovável, a percentagem desta energia que os comercializadores são obrigados a introduzir, como consequência daquelas quotas obrigatórias, leva os respetivos produtores a competirem entre si para oferecerem as quantidades necessárias. Procedimento que não só impede que a oferta ultrapasse os limiares aceites como economicamente sustentáveis, como ainda estimula os geradores de energia renovável a procurar inovações tecnológicas e boas localizações, refreando simultaneamente a oferta de grandes comissões para obterem facilidades na aquisição de terrenos ou no licenciamento das instalações. Política que não impede que compromissos preexistentes anteriormente assumidos com produtores em regime especial continuem a ser respeitados. E, apesar de menos desejável sob o ponto de vista duma orientação eficiente dos recursos, também não exclui a possibilidade da quota de mercado atribuída globalmente às energias renováveis ser desdobrada de forma a serem especificamente atribuídas sub-quotas a fileiras com desenvolvimento mais incipiente mas de potencial prometedor, e desde que os preços das energias não ultrapassem limites prefixados.

Graças ao progresso tecnológico e à progressiva internalização dos custos ambientais nos preços de mercado, os custos das energias renováveis aproximar-se-ão das tradicionais, dispensando subsídios. Aspeto que o mercado da energia renovável refletirá gradualmente, acabando por dispensar a fixação de percentagens obrigatórias ou de tarifas de aquisição subsidiadas (*feed in tariffs*). Será então possível regressar à prática, referida no capítulo anterior, de compra em qualquer tensão por preços iguais aos da venda pela tensão superior de cada comercializador, devidamente publicitados e disponíveis para qualquer consumidor com iguais características, fomentando a transparência e a racionalidade de preços segundo regras simétricas para compradores e vendedores.

---

[82] Não sendo mais ricos nem mais responsáveis ou informados sobre questões ambientais do que os restantes países, não se justifica estar entre os primeiros na defesa do ambiente ou na luta aos excessivos níveis de emissão de gases de efeito estufa. Num ambiente competitivo, isto é, a preços de mercado (incluindo juros), condição que exclui a necessidade de subsídios, o acréscimo de financiamento seria aceitável e compensado pelas economias em custos variáveis, nomeadamente combustíveis importados, com a vantagem de preparar a nossa indústria para o fornecimento dos equipamentos correspondentes. Todavia, tendo de se recorrer a subsídios, ainda que alegadamente limitados a custos ambientais evitados, mas ainda não internalizados pelo mercado, haveria que verificar a sustentabilidade económica de quem os pagava e facilmente se concluiria que não seria conveniente um ritmo tão elevado de introdução de energia renovável em Portugal. Aliás, a simples imposição de uma regra de cofinanciamento por fundos vocacionados para a defesa do ambiente, mas com necessidade de recrutar recursos em concorrência com outros fins e a indispensável integração no orçamento aprovado pelo parlamento, reduziria a subjetividade da decisão e o travaria o forte voluntarismo, então prosseguido sem entraves.

Simultaneamente (ver 1.6 Questões Ambientais), importa estimular todo e qualquer comportamento suscetível de diminuir emissões de gases de efeito estufa (GEE). Estímulo que, do lado da procura de energia, pode concretizar-se na atribuição de uma taxa de carbono negativa ou crédito de emissões que incite à adoção de atividades ou processos onde a redução daquelas emissões seja simples e fácil de conseguir. Créditos que serão adquiridos pelos emissores de GEE, substituindo o pagamento de taxas de carbono ou de licenças de autorização de emissões ou, ainda, de multas por ultrapassagem dos limites a que os poluidores estejam submetidos.

Assim, através da atribuição destes créditos aos geradores de energia renovável, na proporção dos GEE que evitam, os encargos correspondentes aos subsídios a estas energias, tal como os correspondentes à promoção da eficiência energética são vantajosamente transferidos para os causadores, diretos ou indiretos, de emissões de GEE. E, graças a uma incidência muito mais ampla do que o atual subconjunto de consumidores sujeitos às taxas fiscais e parafiscais de promoção das energias renováveis e da eficiência energética, excessivamente concentradas sobre os domésticos, será possível coletar fundos mais abundantes e adotar objetivos ambientais mais exigentes. Aliás, como os mecanismos de mercado asseguram uma repercussão eficiente destes encargos ao longo de toda a cadeia de produção e de utilização de energia, os processos produtivos ou de consumo menos interessantes do ponto de vista ambiental serão mais rapidamente preteridos por serem seletivamente mais onerados, acelerando a prossecução dos objetivos desejados quanto à preservação do ambiente.

7.6 ABERTURA DO MERCADO E DESAGREGAÇÃO CONTABILÍSTICA

O mercado da energia foi historicamente muito integrado, sobretudo verticalmente, dificultando uma separação clara dos custos de cada uma das atividades de produção, de uso de redes e de comercialização da energia elétrica.

As atividades associadas à oferta do uso das redes são exercidas em regime de monopólio, natural e juridicamente reconhecido, a sua integração numa empresa que detenha atividades submetidas ao mercado concorrencial pode originar transferência de fundos o que prejudica a transparência do sistema. Atendendo a este facto, o direito europeu impõe a separação contabilística destas atividades (unbundling), mas dispensa a separação em empresas autónomas, apesar desta figura garantir mais eficazmente a inexistência de subsidiação cruzada entre atividades.

Alguns estados optaram por privatizar o setor elétrico só após desintegração das grandes nacionalizadas preexistentes. Com efeito, graças à presença real ou potencial de vários operadores, as receitas proporcionadas pelos clientes passariam a ser ou a poder ser repartidas por vários fornecedores alternativos ou em cascata. Eventuais distorções de preço, tal como podem originar subsídios internos entre clientes, também o podem fazer entre fornecedores, onde os montantes em

jogo são sempre muito mais significativos. Por este motivo, esperava-se que em mercado concorrencial os fornecedores estivessem naturalmente mais atentos que os clientes e ajudassem a combater ineficiências e distorções, sempre desfavoráveis a um deles. Aliás, o simples aproveitamento de distorções consideradas favoráveis, motivando maior penetração no segmento do mercado correspondente, mas provocando reações de defesa nas empresas presentes, também contribui para a redução de distorções de preços ou de ineficiências.

Curiosamente, o mercado não tem evoluído como esperado; através de aquisição de empresas têm ocorrido sucessivas reintegrações, restando a separação contabilística como principal forma de evidenciar a inexistência de subsidiação cruzada entre atividades e de obter a informação necessária para as entidades reguladoras puderem atenuar as imperfeições do mercado, impedindo o abuso de posições dominantes e promovendo preços próximos dos custos marginais das empresas eficientes, Ver: 7.2.1 Informação transparente sobre preços e a sua evolução.

Da oferta do uso de redes ser exercida em regime de monopólio legal e a geração e a comercialização da eletricidade serem exercidas em concorrência, real ou potencial, com outras empresas, resulta a necessidade da separação contabilística das atividades principais do setor elétrico.

A existência de uma empresa holding fornecedora de importantes serviços retira eficácia ao facto destas atividades serem exercidas por empresas juridicamente separadas e complica uma questão que se poderia pensar reduzir à separação entre comercialização e o uso das redes.

Por outro lado, como a atividade de oferta do uso de redes tem tarifas diferenciadas por tensão, resulta ser necessário que a preocupação da separação contabilística não se limita às grandes atividades e contemple também os vários níveis de tensão. Aliás, a distribuição em baixa tensão tem exigências particulares, pois não só é exercida em regime jurídico diferente, de concessão municipal, como abrange um número muito elevado de clientes com tarifas diversificadas.

Para além disso, existem serviços complementares, como ligações e reforços de redes. Apesar de alguns destes serviços serem exercidos em concorrência, permitindo que o mercado conteste os preços praticados, não deixa de ser necessário evidenciar que não beneficiam de transferências com origem em atividades protegidas. Em sentido contrário, também as comparticipações recebidas, financeiras ou em espécie, devem ter um tratamento contabilístico assegurando que apenas os encargos de operação e manutenção do equipamento correspondente, mas não os encargos de amortização nem de remuneração do imobilizado, são tidos em conta na determinação do nível de proveitos da respetiva tarifa.

Pelo facto dos níveis das tarifas estarem a ser ajustados de modo a proporcionarem os proveitos regularmente necessários à cobertura dos encargos das empresas, existe reduzido risco de estar a ser exigido aos clientes duplo pagamento dos serviços complementares e através das tarifas, mas

existe risco de subsidiação cruzada dos novos para os antigos clientes ou vice-versa. Esta subsidiação cruzada pode, por exemplo, acontecer relativamente a ligações às redes ou à eletrificação de urbanizações, se as comparticipações financiarem troços de redes de utilização coletiva cujos encargos poderiam ser posteriormente incluídos nas tarifas de venda ou se as tarifas de venda estiverem a subsidiar extensões de rede ao serviço exclusivo de um só cliente.

Sem se pretender elaborar uma lista completa das necessidades de desagregação contabilística, apresentam-se a seguir alguns casos suficientemente demonstradores da necessidade de definir e caracterizar a sua extensão: separação por grandes atividades dos encargos da empresa holding e dos encargos por serviços prestados por empresas centrais às empresas reguladas; encargos de uso de redes por tarifa; encargos de comercialização por tarifa; contas (de balanço e de exploração) relativas a compartições, por tarifa e por tipo (urbanizações, ligações, reforços, iluminação pública, eletrificações rurais); ações comerciais com pagamento específico (cortes, religações, leituras extraordinárias; contas (de balanço e de exploração) relativas às equipas de monitorização dos fluxos de energia e potência nas fronteiras comerciais; contas de serviço público não inerentes ao exercício do uso das redes em monopólio; contas correntes das correções aos níveis de proveitos previamente autorizados e das alterações às receitas tarifárias entretanto efetuadas.

Como em qualquer plano de contas, é necessário evidenciar e justificar os métodos e critérios de repartição eventualmente usados para obter essa desagregação.

Deste modo, embora a crescente liberalização do mercado da eletricidade, real ou simplesmente potencial, contribua para a prática de preços próximos dos custos marginais, continua indispensável uma intervenção reguladora apoiada em informação contabilística adequada. Para além da desagregação necessária para evidenciar a inexistência de subsidiações entre diferentes atividades e serviços, com a profundidade acima exemplificada, a informação deverá ser suficientemente transparente para permitir comparações (benchmarking) externas e internas de custos dos produtos e serviços prestados e para avaliar a eficiência de cada empresa.

Comparações, que têm particular interesse, quando se referem a custos de funções onde se processa a possibilidade de significativos ganhos de produtividade. Para além desta desagregação funcional da contabilidade empresarial, tem também interesse uma desagregação horizontal, por centros de custos, permitindo identificar os locais com melhores desempenhos funcionais, cujas práticas interessa difundir e avaliar a importância e a localização das ineficiências a eliminar prioritariamente.

Os dados necessários ao exercício da Regulação constituem naturalmente um subconjunto dos necessários à informação e controlo de gestão, pelo que não parece razoável que uma empresa atenta aos desafios do mercado tenha dificuldade em responder aos pedidos de informação da entidade reguladora. Os riscos da perda de informação confidencial não são maiores do que os

existentes em relação a outras autoridades, designadamente fiscais ou estatísticas, ou mesmo relativamente a auditores e consultores externos, cujos serviços continuam a ser procurados, apesar de sucessivas operações de fusão os terem reduzido a um número tão pequeno que não garante que não trabalhem simultaneamente em empresas concorrentes e até interessadas no domínio da própria empresa. Pelo contrário, a Regulação tem a obrigação legal de respeitar o sigilo comercial e o equilíbrio económico-financeiro das empresas do setor. Para isso, procura cultivar um clima de cooperação institucional estimulador de melhor desempenho e de maior eficiência, sem impedir que os lucros resultantes só sejam transferidos para os clientes depois de estar assegurada a recuperação dos investimentos corpóreos e incorpóreos realizados para os obter.

7.6.1 Equilíbrio económico financeiro das empresas e escalamentos

Num mercado ideal, em concorrência perfeita, os preços praticados são próximos dos custos marginais. No mercado real da energia elétrica, para além dos inevitáveis erros de previsão, devidos ao recurso a investimentos de longa vida económica, difíceis de manter bem adaptados à procura, ainda temos de considerar a existência de economias de escala que, sobretudo no transporte e distribuição, conduzem a custos marginais de longo prazo, ou simplesmente incrementais, decrescentes e inferiores aos preços que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro, mesmo eficientes.

Com efeito, como se assinalou nomeadamente a propósito das redes de transporte e de distribuição, estes custos marginais de longo prazo beneficiam dos acréscimos de produtividade e de eficiência que vão sendo incorporados nos novos projetos quer através de novos equipamento e de novas soluções construtivas, quer através de novos procedimentos de exploração e manutenção, quer por maior densidade geográfica da procura servida. Por outro lado, as evoluções da procura de energia elétrica, da tecnologia da geração e dos preços dos fatores utilizados vão surgindo diferentes das previsões feitas pelo planeamento, resultando sistemas produtores e redes elétricas que raramente estão bem adaptados à procura.

Assim, embora o conhecimento dos custos marginais de longo prazo de empresas eficientes seja uma informação preciosa para a regulação do mercado, na prática, uma tarifa baseada diretamente nestes custos não proporciona os proveitos necessários para assegurar o equilíbrio económico das empresas, pelo que apenas se adota a estrutura dos custos marginais para orientar a estrutura dos preços. Os níveis são escalados de forma a proporcionar os proveitos autorizados e supostos suficientes para assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas em causa.

Como já foi assinalado, a relação entre os custos marginais e os preços praticados, necessária para assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas, tem sido ultimamente denominada por escalamento (*péage* em francês e *toll* em Inglês).

Teoricamente, segundo Ramsey-Boiteux, os escalamentos devem ser inversamente proporcionais às elasticidades da procura de cada bem em relação ao seu preço. Na prática, como estas elasticidades não são conhecidas, têm sido adotados escalamentos proporcionais aos custos marginais e, portanto também aos preços. Aproximação aceitável, quando os escalamentos necessários são reduzidos. Se assim não for, parece preferível adotar uma estrutura de preços semelhante à existente em mercados mais concorrenciais, onde a lei das elasticidades inversas está implicitamente presente.

Os escalamentos a praticar e, sobretudo, a sua evolução no tempo, continuam dependentes da avaliação da eficiência das empresas, o que exige comparações com empresas eficientes ou, pelo menos, a negociação de ritmos de acréscimos de produtividade. Assim, para além da determinação do grau de escalamento necessário, importa estudar dinamicamente as suas causas, analisando responsabilidades e ritmos possíveis de atenuação.

A origem dos escalamentos necessários deverá ser analisada e descrita, identificando as suas causas principais e explicitando a parte do escalamento que pode ser atribuída a cada uma delas.

7.6.2 Transparência, simplicidade e estabilidade

A transparência de processos tem grande interesse porque promove e garante uma atenção elevada à verdade dos dados utilizados, à racionalidade dos métodos e critérios adotados, à não discriminação entre agentes económicos e à equidade ou igualdade de tratamento concedido a clientes com iguais características.

Da explicitação dos custos das diferentes funções e das taxas associadas a serviços complementares resultará maior transparência e maior responsabilização pela fixação, Ver: 7.2.1 Informação transparente sobre preços e a sua evolução. A explicitação na fatura de encargos de natureza parafiscal, como rendas pagas às autarquias e ónus de natureza ambiental antecipando custos ainda não presentes no mercado, proporciona ao cliente, ao munícipe e ao cidadão uma ideia mais clara do custo de cada serviço.

Por outro lado, as comparações internacionais de preços médios de eletricidade ficariam mais expressivas e fieis se considerarem apenas os custos da energia elétrica.

A prática de tarifas de compra de eletricidade baseadas nas tarifas de venda, sem prejuízo de só corresponderem às parcelas de custos evitados, contribui para clarificar conceitos e para aferir critérios de valorização dos parâmetros utilizados. De facto, para além de se evidenciar que as regras de fixação de tarifas de venda também servem para fixar tarifas de compra, devido à introdução de um novo ponto de vista e ao maior poder de negociação dos produtores, relativamente aos clientes, resulta uma análise mais profunda e objetiva, conduzindo a maior equidade.

A simplicidade e facilidade de apreensão duma tarifa são características necessárias para que se possa orientar descentralizadamente, através dos sinais preço, a utilização eficiente da energia e dos fatores complementares, sobretudo do lado da pequena procura. No entanto, embora necessária, a facilidade de apreensão de pouco serve se não existirem frequentes campanhas de informação esclarecendo as razões da estrutura adotada e apresentando atempadamente as evoluções em curso.

A simplicidade de uma tarifa também deve ser apreciada pelo equipamento de medição que a sua aplicação exige, não fazendo sentido que os custos resultantes do ciclo de leitura e faturação sejam superiores aos benefícios esperados da maior capacidade de bem promover uma utilização eficiente da energia e dos bens complementares.

7.6.3 Evolução tecnológica e maior atenção a efeitos comerciais

Nas últimas décadas, a evolução nas telecomunicações e no tratamento da informação foi enorme. Sem este progresso tecnológico não teria sido possível a liberalização do setor, nomeadamente a gestão técnico-económica de sistemas elétricos, permitindo o acesso de terceiros às redes em regime de concorrência de preços na produção e no consumo. Por outro lado, também no equipamento de contagem de energia foram introduzidas inovações que permitiram reduções significativas de custo. Este aspeto é manifesto particularmente para os consumidores de baixa tensão.

Do acréscimo de liberdade de escolha de variáveis de faturação proporcionado pelo progresso tecnológico nos equipamentos de medição e controlo dos fluxos de energia elétrica, resulta:

1) A possibilidade de melhorar a aderência dos proveitos proporcionados pela faturação de um cliente com os encargos a que dá origem.

2) A possibilidade de incentivar e recompensar os clientes pela sua contribuição numa utilização mais eficiente da energia.

Aspetos importantes a promover segundo critérios de natureza comercial, oferecendo opções entre variantes, mas respeitando sempre a equidade e não discriminação entre clientes com iguais características.

7.7 TENDÊNCIAS DE EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

7.7.1 Explicitação do preço da garantia de abastecimento

No passado, a escola francesa acentuava o facto de que o custo da garantia de abastecimento variava de hora para hora e de mês para mês. Razão porque, pelo menos parcialmente, este custo da garantia de abastecimento devia ser incorporado no preço da energia. Aliás, para assegurar que

um cliente presente de forma efémera nas ponta pague os encargos que origina com a satisfação garantida deste tipo de procura, é conveniente que o custo da garantia nos períodos de ponta não esteja só no preço dessa energia.

A concentração destes custos de garantia de abastecimento só na potência permite baixar os preços da energia e obter os efeitos de fidelização, mas de forma justificada e transparente. Todavia, quer na energia quer na potência, parece interessante que estes custos de garantia sejam objeto de faturação separada.

O custo de garantia de potência num sistema produtor predominantemente térmico decresce rapidamente das horas de ponta para as horas de vazio. Nestas redes e em primeira aproximação, os encargos com a garantia de potência disponível na rede que alimenta um cliente podem ser considerados proporcionais ao valor médio da potência tomada pelo cliente no período de ponta dessa rede, ou seja, ao valor médio do quociente da energia fornecida ao cliente no período de ponta pela duração desse período, na rede em causa.

O argumento da fidelização dos clientes através do acréscimo do peso da potência só deve ser aceite se a análise dos custos marginais apontar nesse sentido. Em particular, há que esclarecer em que medida o custo da garantia de abastecimento se encontra no preço da potência tomada ou nos preços da energia.

7.7.2 Maior número de postos tarifários

Com a atual tendência para tarifas finamente dependentes do tempo, o número de postos tarifários tende a aumentar, podendo aproximar-se de 24 por dia, ou ainda mais, sobretudo para os grandes clientes, onde o custo da contagem é desprezável. Nesta situação, pode dizer-se que se tem uma faturação em tempo real.

Todavia, a habitual consideração de um número pequeno de postos tarifários, três ou quatro na generalidade das tarifas e apenas um para os pequenos clientes de baixa tensão, pressupões a ponderação dos preços horários pelas energias fornecidas pela rede em causa nesses intervalos.

Considerando a proximidade dos custos horários da energia dentro de cada posto tarifário, os desvios de faturação resultantes de cada cliente são reduzidos, sobretudo quando as quantidades de energia a faturar são pequenas ou quando a distribuição dos consumos não difere significativamente da distribuição média do conjunto dos clientes dessa rede.

Um cliente só tem interesse numa contagem com muitos postos tarifários quando tem consumos importantes e uma distribuição horária diferente da distribuição média dos clientes da rede que o alimenta, com maior concentração nas horas de vazio e menor nas horas de ponta.

Assim, só se justifica adotar generalizadamente uma contagem com muitos postos tarifários, cujo custo pode ser superior às economias que origina, quando a dimensão dos clientes não é pequena e quando o cliente tem a possibilidade de transferir cargas no tempo.

Em particular, para a generalidade dos pequenos clientes de baixa tensão, pratica-se uma tarifa com um único termo de energia, embora com a oferta de uma opção bi-horária ou tri-horária, cujos maiores encargos de medida são repercutidos sobre o cliente interessado.

Deve ser reconhecido a qualquer cliente o direito de optar por contagem com maior número de postos tarifários, embora com a contrapartida de pagar o maior custo do equipamento e do tratamento da informação.

7.7.3 Potência tomada em sintonia com a ponta da rede local

Graças à contagem múltipla e à prática de preços de energia crescentes com a carga do sistema, incluindo encargos fixos do sistema produtor e não só encargos variáveis, então nos preços das potências a considerar na faturação de cada cliente, é apenas necessário refletir os encargos com a garantia de abastecimento.

A garantia de abastecimento a um cliente, também, depende:

1) Do bom funcionamento da rede mais próxima desse cliente, cujos encargos são repercutidos sobre o preço da potência contratada (Ver: 7.7.4 Maior Atenção à Potência Contratada).

2) Da existência de potência disponível na rede que alimenta o cliente, praticamente assegurada fora do período de ponta e em sistemas predominantemente térmicos, cujos encargos são repercutidos sobre o preço da potência tomada.

A garantia de potência na rede que alimenta o cliente depende da existência de potência disponível no sistema gerador e do equipamento suficiente nas redes sucessivamente percorridas pela energia entregue ao cliente.

Na rede da tensão de entrega ao cliente, apenas os encargos dos equipamentos mais centrais, subestação ou posto de transformação e *feeders* principais são repercutidos sobre o preço da potência tomada.

Assim, no preço da potência tomada num dado nível de tensão estão incluídos:

1) Encargos originados pelo equipamento mais central das respetivas redes, de utilização comum por um número suficientemente elevado de clientes para se poder considerar que a forma do diagrama de cargas deste equipamento está estatisticamente estabilizada e não depende da carga de cada cliente.

2) Custo de aquisição de potência à rede de montante, onde se encontra incluído o custo da garantia de potência a nível do sistema gerador, mas não os maiores custos fixos das centrais existentes no sistema produtor, incluídos nos preços da energia.

Salvo em diagramas retangulares, o valor médio do quociente da energia fornecida ao cliente no prríodo de ponta pela duração deste período é significativamente inferior à maior potência média de qualquer intervalo de quinze minutos, mesmo que apenas se considerem intervalos dentro do período de ponta, ver Fig. 8.3 Agregação dos consumos.

Uma potência tomada assim definida, que apenas depende das energias consumidas nas horas de ponta da rede em causa, pode ser faturada incorporada nos preços desta energia, dispensando a explicitação na fatura do termo da potência tomada.

Por comodidade de exposição, manter-se-á o termo correspondente à potência tomada, explicitando os respetivos encargos, independentemente de posteriormente serem total ou parcialmente cobrados através dos termos de energia, não necessariamente só nos termos de ponta.

Nestes termos, o progresso tecnológico nos aparelhos de medida, o crescimento da procura por cliente e por unidade de área e a liberalização dos mercados parecem pressionar no sentido de alterar a definição da potência tomada de modo a aumentar a sintonia com a ponta da rede em que o cliente se insere e a reduzir as consequências das medições de potência em intervalos de tempo muito curtos.

Como processo de aumentar esta sintonia, podemos deixar de considerar os valores medidos nos períodos de vazio, como aliás o nosso sistema tarifário já admite como opção, há cerca de trinta anos.

Como meio de reduzir a influência de valores excecionalmente altos pode adotar-se a média de várias medidas, em vez da maior delas ou de alargar o intervalo de tempo de medida, atualmente de quinze minutos, para algumas horas. No limite, pode até adotar-se como valor da potência tomada em cada mês o valor da potência média no período de horas de ponta ou o maior dos dois valores médios da potência no período de ponta e no período fora de vazio.

Estas formas limites de adotar como valor da potência tomada o valor mensal de uma potência média no período de ponta ou no período fora de vazio são equivalentes a faturar a potência através de uma parcela incluída no preço da energia. Só devem ser oferecidas a clientes com diagramas de carga diários relativamente uniformes ao longo do mês ou em redes com cargas estatisticamente bem estabilizadas, apresentando diagramas de carga diários praticamente iguais durante os dias úteis do mesmo mês. Com efeito, se assim não acontecer, não se consegue, através da energia concentrada apenas em alguns dias, recolher a receita suficiente para remunerar o equipamento necessário para assegurar a satisfação de uma procura temporalmente mal distribuída.

Deste modo, a evolução para que os encargos originados pela potência tomada por um cliente sejam recolhidos só em proveitos sobre a energia deverá ser gradual e reservada para níveis de tensão muito elevados, onde existe boa estabilidade dos diagramas de carga.

Com uma definição da potência tomada por cada cliente mais em sintonia com a potência tomada pela rede que o alimenta, reduz-se ou deixa de existir o efeito da não coincidência temporal das potências tomadas pelos clientes de uma rede, que faz com que a soma das atuais potências tomadas pelos clientes duma rede seja muito superior à potência tomada por essa rede à rede de montante.

A nova potência tomada por cada cliente passará a ser de valor muito inferior, o que implicará um preço unitário muito superior se, simultaneamente, não se transferir parte dos proveitos obtidos pelas antigas potências tomadas para outros termos, nomeadamente energia de ponta e/ou potência contratada.

Os efeitos comerciais da evolução do processo de medir e faturar a ponta não devem ser descuidados.

Nomeadamente, a cobertura dos encargos originados pela potência tomada por um cliente, com proveitos obtidos na faturação da energia de ponta, e não na faturação da potência, não só reduz as barreiras à compra de novo e/ou mais potente equipamento como simultaneamente desincentiva a sua utilização no período de ponta.

Por outro lado, quando as pontas das redes periféricas forem muito agudas, devido por exemplo a pontas de clientes muito dispersas no tempo mas fortemente correlacionadas entre si, como acontece com cargas de aquecimento, a recolha dos encargos originados pelo equipamento necessário para satisfazer tais pontas está melhor assegurada através de potências médias em curtos intervalos de tempo, mesmo que muito superiores aos atuais quinze minutos, do que através da potência média nas horas de ponta.

Como exemplo de um efeito perverso que interessa combater, refere-se a instalação de certos aparelhos gestores da potência tomada que se limitam a interromper transitoriamente certas cargas, sem as transferir para períodos de menor procura. Embora a potência tomada por um cliente com este tipo de aparelho respeite o limite estabelecido, a agregação das potências tomadas por um conjunto de vizinhos resulta muito pouco ou mesmo nada alterada, não reduzindo a probabilidade de ser necessário reforçar a rede para satisfazer novos acréscimos de procura, ver Fig. 8.3. Deste modo, a generalização de tais aparelhos apenas beneficia o seu proprietário e só enquanto o distribuidor não aumentar o preço da potência tomada, repondo o valor da soma dos produtos: preço unitário da potência vezes potência tomada. Considerando o custo dos aparelhos, está-se perante um caso de jogo de soma negativo.

O controlo das potências tomadas através do valor das potências médias em intervalos muito curtos (quinze minutos em Portugal, felizmente já em vias de abandono) ou mesmo através dos simples tempos de reação dos disjuntores, como sucede nos pequenos clientes de baixa tensão, tem efeitos semelhantes. Assim, por exemplo, para o dimensionamento das redes de distribuição atuais é quase indiferente que a potência dos termoacumuladores de água corresponda a um aquecimento lento, médio ou rápido, pois a sincronização destes aparelhos, originada por comportamentos sociais semelhantes, acaba por induzir uma distribuição temporal da soma das potências tomadas pelos termoacumuladores pouco dependente da potência de cada um, mas sobretudo dependente da energia total necessária ao aquecimento das águas de banho ou de cozinha, no período normal de satisfação deste tipo de procura. Pode haver interesse em favorecer potências unitárias mais elevadas, evitando que a procura correspondente se sobreponha a outras, posteriores e mais intensas. Raciocínios análogos podem ser aplicados a outros recetores, como máquinas de lavar, torradeiras ou ferros de engomar.

Nas redes de média tensão existem exemplos semelhantes, mais difíceis de caracterizar, correspondentes à utilização descontínua de máquinas de elevada potência, cujo funcionamento pouco altera a ponta da rede em que está inserida, embora condicione o dimensionamento da rede na proximidade imediata do cliente.

Deste modo, numa fase de eletrificação avançada, com redes capazes de entregar potências pontualmente elevadas, um controlo da potência usando intervalos de tempo muito estreitos pode constituir um travão a uma maior penetração da eletricidade. Assim, parece interessante evoluir para potências tomadas medidas nos períodos da ponta das redes em causa e correspondendo a valores médios em intervalos de tempo muito mais largos que os atuais quinze minutos ou os tempos de atuação dos disjuntores por sobrecarga.

Para evitar a necessidade duma alteração generalizada do equipamento de controlo da potência, esta evolução pode e deve ser feita através da oferta de opções às tarifas atuais, gradualmente.

Existem redes, como a da Vattenfall, onde desde há muitos anos se adotam intervalos com durações de 5 a 8 horas, para a determinação da potência média nas tarifas de venda em MT e AT. Mais recentemente, na Escócia, as tarifas de uso das redes utilizam potências médias em períodos de 4 a 5 horas. Na Alemanha, é adotada a duração de 96 horas como período de controlo da potência media em BT.

7.7.4 Maior atenção à potência contratada

Com a adoção de novos métodos de medição da potência tomada por cada cliente, mais em sintonia com a ponta da rede que o alimenta, e consequente redução da extensão da rede cujos encargos podem ser repercutidos através do preço da potência tomada, aumenta a extensão das redes cujos encargos têm de ser repercutidos pela potência contratada e o preço desta terá de ser mais elevado.

De facto, com a atual tendência de definir a potência tomada por cada cliente, mais em sintonia com a ponta da rede e aproximando-se do valor médio mensal da energia de ponta, só uma pequena extensão das redes de distribuição, muito próxima dos pontos de injeção, pode ser considerada de dimensionamento sem influência das potências contratadas pelos clientes e apenas depende das respetivas potências tomadas.

Como a extensão da rede cujo dimensionamento é influenciado pela potência contratada por um cliente dessa rede cresce com o valor desta potência, relativamente ao valor médio das potências contratadas dos clientes dessa rede, não é de excluir a hipótese de o preço da potência contratada crescer com esta, sobretudo nas tarifas de baixa tensão especial, onde é mais frequente a existência de clientes com potências contratadas fortemente desviadas do valor médio das potências contratadas pelos restantes clientes

No entanto, se, com o argumento de que a potência requisitada ultrapassa determinados limiares, o distribuidor solicitar uma comparticipação para o reforço de troços de redes de uso partilhado por vários clientes, e não apenas para troços de uso exclusivo do requisitante, deixa de haver razão para que o preço da potência contratada cresça com esta.

Por outro lado, à semelhança do que deve acontecer com as comparticipações relativas aos troços de uso exclusivo, o valor das comparticipações recebidas para estes troços de uso partilhado deve ser contabilizado em separado, permitindo a confirmação de que encargos correspondentes a estes reforços não recaem sobre as tarifas.

O atual indicador de potência tomada em qualquer intervalo de quinze minutos continua a ser interessante para controlar a potência contratada, devendo ser mantido enquanto sistemas de contagem mais modernos não proporcionarem processo alternativo.

O atual sistema de ajuste sucessivo da potência controlada de cada mês para o maior valor da potência tomada em qualquer intervalo de quinze minutos de cada mês, se superior à potência contratada em vigor no mês anterior, continua interessante, pois:

1) Tem reduzidos custos administrativos.

2) Adapta automaticamente a potência contratada às novas necessidades dos clientes.

3) Não impede que uma excursão excecional e dispensável seja anulada se não reutilizada durante doze meses, (o pagamento deste doze meses substitui a penalidade praticada em muitas redes estrangeiras).

Como muitos autores sugerem, aproveitando algoritmos de faturação, conviria avisar o cliente da possibilidade de redução da potência contratada para o maior valor da potência tomada nos últimos doze meses, sempre que tal suceda, ou mesmo proceder automaticamente a tal redução.

7.7.5 Explicitação dos custos do ciclo de leitura, faturação e cobrança

A adoção do termo proporcional ao número de clientes não foi considerada oportuna na altura da reforma do sistema tarifário, no fim dos anos setenta, quando foi generalizada a aplicação de tarifas binómias.

No entanto, sendo hoje bem conhecido o custo do ciclo de leitura, faturação e cobrança, de valor não desprezável nos custos totais dos pequenos abastecimentos de baixa tensão e estando generalizadamente aceite a existência de um termo mensal fixo, parece oportuno incluir o custo médio da gestão de cada cliente no valor deste termo mensal.

Por outro lado, parece desejável a introdução de tarifas com reduzidos custos do ciclo de leitura, faturação e cobrança, normalmente baseadas em pagamentos através de cartões de créditos que apesar de oferecerem preços por unidade de energia superiores aos das restantes tarifas, podem ser atrativas para pequenos clientes, enquanto os custos totais se mantiverem reduzidos e por, simultaneamente, resolverem os problemas associados a dificuldades de leitura e estimativas defeituosas.

8 O SISTEMA TARIFÁRIO

8.1 INTRODUÇÃO

Uma das formas mais importantes de fomentar a eficiência económica no setor elétrico é através da definição de tarifas e preços que induzam uma utilização racional da energia elétrica e dos recursos associados. Para o efeito, as tarifas devem recuperar os custos "eficientes" associados a cada atividade, apresentar variáveis de faturação que traduzam os custos efetivamente causados por cada consumidor e apresentar estruturas de preços aderentes à estrutura de custos marginais ou incrementais. Desta forma assegura-se o envolvimento da procura na gestão dos recursos energéticos e em particular nas situações de escassez nas quais os preços apresentarão valores elevados reveladores dos custos sociais associados às consequências da existência de energia não fornecida.

A criação de um mercado concorrencial de eletricidade exige a separação das várias atividades do setor elétrico, que habitualmente se encontravam horizontalmente e verticalmente integradas. Distinguem-se atividades exercidas em regime de monopólio, como sejam o transporte, a distribuição e a operação do sistema, de atividades abertas à concorrência, como sejam a produção e a comercialização. A separação contabilística das atividades promove a transparência do sistema, assegurando a inexistência de subsídios cruzados entre atividades. A credibilidade e a eficiência do sistema elétrico aumentam com a separação legal e de propriedade entre empresas que exercem atividades em regime de monopólio, por um lado, e empresas que exercem atividades liberalizadas, por outro lado.

A criação de um mercado retalhista pressupõe que os clientes possam escolher livremente o seu fornecedor ou comercializador de energia elétrica, negociando bilateralmente o preço ou adquirindo as suas necessidades de energia elétrica em mercados organizados como as bolsas de energia elétrica. O direito de escolha do fornecedor de energia elétrica é acompanhado pelo direito de acesso às redes e de utilização de serviços associados com algumas das atividades reguladas, a que corresponde o pagamento de tarifas reguladas, como sejam a tarifa de uso das redes ou a tarifa de uso global do sistema.

Em 1998, a publicação do Regulamento Tarifário, da responsabilidade da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), na altura designada por Entidade Reguladora do Setor Elétrico, estabeleceu a referida separação de atividades. Para cada atividade, foram definidos os proveitos permitidos e as respetivas tarifas reguladas, assegurando-se assim, desde essa altura, a referida inexistência de subsídios cruzados entre as várias atividades.

Importa referir que a liberdade de escolha de fornecedor foi sendo estendida gradualmente a todos os clientes. A partir de setembro de 2007 todos os clientes inclusive os pequenos clientes de BT passaram a poder escolher livremente o seu fornecedor. Assim, o mercado elétrico passou a ser acessível a todos os consumidores. Verifica-se assim a coexistência de clientes participantes no mercado, que pagam as tarifas reguladas de uso das redes, com clientes elegíveis que ainda não exerceram o direito de escolha de fornecedor e que pagam tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais (também conhecidas por tarifas integrais). Estas tarifas de Venda a Clientes Finais ou tarifas integrais são aplicadas pelo comercializador de último recurso. Sobre o comercializador de último recurso resultante da empresa verticalmente integrada recaem obrigações de serviço universal. Este comercializador de último recurso representa assim um comercializador de refúgio para os clientes com pouca apetência para mudar de fornecedor, ou que por qualquer razão não conseguem obter um comercializador no mercado.

As tarifas de Venda a Clientes Finais deste comercializador de último recurso devem refletir os custos agregados das várias atividades reguladas ao longo da cadeia de valor, agregação que resulta da adição dos preços das várias tarifas reguladas das atividades do setor elétrico associadas aos serviços e fornecimentos de energia elétrica efetivamente usados por cada consumidor, princípio que se designa por aditividade tarifária. Assim, para além da inexistência de subsidiações cruzadas entre as atividades resultantes da desintegração vertical do setor, garante-se a inexistência de subsídios cruzados entre clientes.

Mais recentemente e em linha com o determinado na Diretiva n.º 2009/72 do Parlamento Europeu e do Conselho, estas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso assumem caráter transitório a partir, de janeiro de 2011 para os clientes em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial com potências contratadas superiores a 41,4 kVA (BTE) e de julho de 2012 para os clientes em baixa tensão normal (BTN) com potências contratadas maiores ou iguais a 10,35 kVA e por fim a partir de janeiro de 2013 para os restantes clientes de BTN. Este regime transitório até ao fim do qual as tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais irão assumir um carater residual assume uma duração limitada no tempo de dois anos e meio para os fornecimentos em BTN maiores ou iguais a 10,35 kVA e de 3 anos para os fornecimentos em BTN menores que 10,35 kVA.

Durante este período transitório os clientes deverão exercer o seu direito de escolha de fornecedor no mercado. Para o efeito, as tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais transitórias aprovadas pela ERSE deverão integrar um prémio crescente no preço de energia de forma a incentivar-se a opção dos clientes pelas novas formas de contratação no mercado[83]. Com o novo regime transitório passa-se assim de um regime de preços regulados alinhados com os custos eficientes causados no sistema

[83] Aumenta-se o preço da energia elétrica, através da existência de subsídios cruzados entre clientes, promove-se o mercado!

por cada cliente para um regime de preços máximos em que as tarifas transitórias não deverão estar abaixo dos custos causados, incentivando-se o desenvolvimento do mercado.

O prémio a introduzir no preço de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais será neutro para o comercializador de último recurso e para os clientes na sua globalidade. Nestas circunstâncias as receitas adicionais apropriadas pelo comercializador de último recurso decorrentes deste prémio reverterão para a tarifa de Uso Global do Sistema que integra as tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores.

A par da decisão de extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais e da promoção do mercado são adotados mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, através da aprovação de tarifas de Acesso às Redes sociais mais reduzidas. Estes descontos nas tarifas de Acesso às Redes sociais serão repercutidos pelos diversos comercializadores nas suas tarifas de Venda a Clientes Finais assegurando-se, por um lado, o funcionamento do mercado retalhista e por outro lado, a proteção dos consumidores vulneráveis quanto aos preços praticados no mercado. Para além da definição de tarifas sociais são adotados mecanismos de relacionamento comercial adaptados às necessidades destes clientes. As condições de vulnerabilidade económica estão ligadas às condições económicas e sociais dos consumidores sendo utilizada uma métrica de elegibilidade coincidente com a adotada na atribuição de outros apoios sociais pelo estado.

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos procedeu em setembro de 2001 à revisão do Regulamento Tarifário, aperfeiçoando a metodologia de cálculo dos preços das tarifas reguladas das atividades do setor elétrico com estrutura aderente à estrutura dos custos marginais e aplicando de forma sistemática o princípio da aditividade tarifária. Portugal tem hoje um sistema tarifário entre os mais modernos, transparentes e eficientes.

A metodologia de cálculo de tarifas de energia elétrica, estabelecida no Regulamento Tarifário e apresentada neste ponto, ilustra de que forma as tarifas refletem os custos subjacentes e garantem a inexistência de subsidiações cruzadas entre grupos de clientes. Da aplicação da teoria da regulação económica resulta que se as tarifas por atividade são eficientes e não discriminatórias, as tarifas aditivas, e só estas, exibem as mesmas propriedades.

8.2 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA TARIFÁRIO

Com o objetivo de enquadrar a metodologia de cálculo das tarifas, caracteriza-se sucintamente o atual sistema tarifário português.

Assim consideram-se as tarifas de Acesso às Redes que são aplicadas a todos os consumidores de energia elétrica pelo uso das infraestruturas. Estas tarifas de Acesso às Redes são pagas, na situação geral, pelos comercializadores em representação dos seus clientes. Adicionalmente podem

ser pagas diretamente pelos clientes que sejam agentes de mercado (clientes que compram a energia diretamente nos mercados e que se responsabilizam pela gestão dos seus desvios de programação).

A existência de comercializadores de último recurso é acompanhada pela existência de tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos seus clientes, calculadas adicionando-se às tarifas de Acesso às Redes as tarifas de Comercialização e de Energia. Estas duas últimas refletindo por um lado, os custos de comercialização do comercializador de último recurso e por outro, os custos de aprovisionamento de energia, para abastecimento dos seus clientes, em mercados organizados ou mediante contratação bilateral sujeita a aprovação prévia da ERSE.

8.2.1 Procedimentos e metodologia de cálculo das tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica e de Venda a Clientes Finais

A ERSE tem a responsabilidade de elaborar e publicar o Regulamento Tarifário onde é estabelecida em detalhe a metodologia de cálculo das tarifas e preços, bem como as formas de regulação dos proveitos permitidos. A aprovação do Regulamento Tarifário é precedida de consulta pública e de parecer do Conselho Tarifário.

O cálculo das tarifas obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no Regulamento Tarifário. O processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, está também instituído regulamentarmente. Até 1 de maio de cada ano as empresas reguladas enviam à ERSE os dados físicos e contabilísticos referentes ao ano anterior. As estimativas para o ano em curso e as previsões para o ano seguinte são enviadas até 15 de junho. Com base nessa informação, e eventuais esclarecimentos adicionais, a ERSE formula uma proposta de Tarifas devidamente justificada ao Conselho Tarifário até 15 de outubro. O Conselho Tarifário, onde estão representados os consumidores e as empresas reguladas, analisa a proposta da ERSE e envia o seu parecer até 15 de novembro. Tendo em conta esse parecer (não vinculativo), a ERSE publica, até 15 de dezembro, as tarifas para vigorarem a partir de 1 de janeiro do ano seguinte.

8.2.2 Tarifas e atividades reguladas do setor elétrico

Os proveitos das atividades reguladas são recuperados através de tarifas específicas, cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de faturação.

Os preços das tarifas, em cada atividade, são determinados tal que, por um lado, a sua estrutura seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e, por outro, que os proveitos permitidos em cada atividade sejam recuperados.

A aplicação das tarifas e a sua faturação assenta no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema permite recuperar os proveitos da atividade de gestão global do sistema que inclui a operação do sistema, os custos com a ERSE, as transferências para a Autoridade da Concorrência, os custos referentes aos mercados organizados, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, o sobrecusto da produção a partir de energias renováveis e outros custos de política energética. Em setembro de 2007 esta tarifa recuperará também os custos para a manutenção do equilíbrio contratual. A partir de 2008 serão ainda considerados os custos com o mecanismo de garantia de potência e o défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e 2007.

A tarifa de Uso da Rede de Transporte permite recuperar os proveitos da atividade de transporte de energia elétrica que inclui o estabelecimento, operação e manutenção das redes de transporte.

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT permitem recuperar os proveitos das atividades reguladas de distribuição de energia elétrica em AT e MT que correspondem ao planeamento, estabelecimento, operação e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia elétrica dos seus pontos de receção até aos clientes finais. De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da atividade regulada de distribuição de energia elétrica em BT e as rendas de concessão dos municípios. Os custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, no âmbito do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, são recuperados nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT.

A tarifa de Comercialização de Redes permite recuperar os proveitos da atividade de comercialização de redes que inclui, nomeadamente, a contratação, a leitura, a faturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes e outros serviços regulados, bem como os custos relativos à gestão do processo de mudança de fornecedor.

Estas atividades são exercidas em regime de monopólio.

Adicionalmente no âmbito da comercialização de último recurso são estabelecidas as tarifas de Energia e de Comercialização.

A tarifa de Energia (TE) permite recuperar os proveitos da atividade regulada de compra e venda de energia elétrica do comercializador de último recurso que inclui os encargos de aquisição de energia elétrica em mercado para abastecimento dos seus clientes. Até julho de 2007, vigorava a maioria dos contratos de aquisição de energia elétrica existentes (CAE), sendo a REN responsável pela aquisição da energia elétrica consumida. A partir desta data o comercializador de último recurso passa a adquirir energia elétrica no mercado.

A tarifa de Comercialização permite recuperar os proveitos da atividade regulada de comercialização do comercializador de último recurso que engloba as estruturas comerciais de venda de energia elétrica aos seus clientes, designadamente, a contratação, a faturação e o serviço de cobrança de energia elétrica.

8.2.3 Tarifas de Acesso às Redes de energia elétrica

O acesso às redes pago por todos os consumidores de energia elétrica inclui as seguintes tarifas: Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes. Os clientes não vinculados que escolheram o seu comercializador no mercado pagam as tarifas de acesso às redes e negoceiam livremente com o seu comercializador a aquisição de energia elétrica.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso aos seus clientes são calculadas, a partir das tarifas por atividade incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas de Energia e de Comercialização.

Os preços das tarifas de acesso de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas por atividade. Esta metodologia de cálculo das tarifas apresenta-se de forma simplificada na Fig.8.1, designando-se por aditividade tarifária.

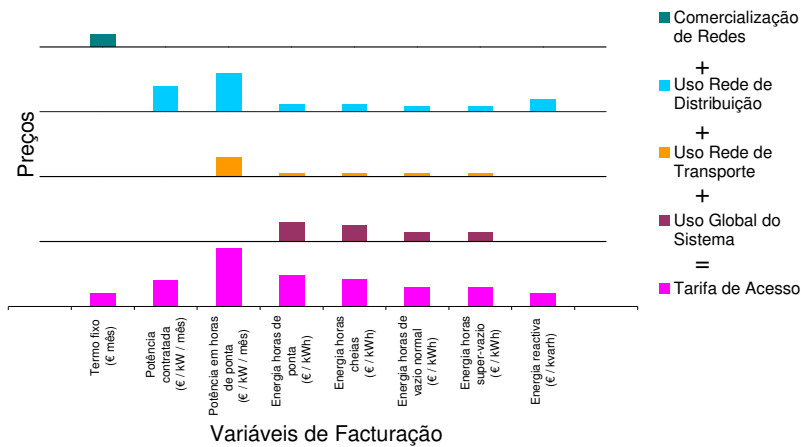



Fig. 8.1: Aditividade tarifária aplicada ao cálculo da tarifa de acesso

Na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais, esta realidade permite evitar subsidiações cruzadas entre clientes, e quanto mais próximos dos custos marginais estiverem os preços das referidas tarifas, mais próximo se estará duma afetação eficiente de recursos promotora da maximização do bem estar social.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por atividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exatamente quanto é que paga, por

exemplo, pelo uso da rede de distribuição em MT, e em que termos de faturação é que esse valor é considerado. Poderá assim, ser dada a possibilidade de desagregação da fatura do cliente, mediante sua solicitação, pelos vários componentes tarifários regulados aplicáveis, por preço médio e por termo tarifário.

Refira-se que as tarifas são aplicadas por ponto de entrega, sendo os seus preços, caso seja necessário, convertidos para os vários níveis de tensão mediante a aplicação de fatores de ajustamento para perdas. Quando o equipamento de medida do consumo não permite a aplicação direta das variáveis de faturação das tarifas por atividade então são calculados preços a aplicar às variáveis medidas, utilizando-se para o efeito perfis de consumo caracterizadores das várias opções tarifárias.

A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

8.2.4 Tarifas de Venda a Clientes Finais

Conforme referido anteriormente as tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelo comercializador de último recurso aos seus clientes resultam da soma das tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização do comercializador de último recurso. Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada variável de faturação são obtidos por adição dos correspondentes preços das tarifas referidas. Esta metodologia de cálculo das tarifas apresenta-se de forma simplificada na Fig. 8.2, designando-se por aditividade tarifária.

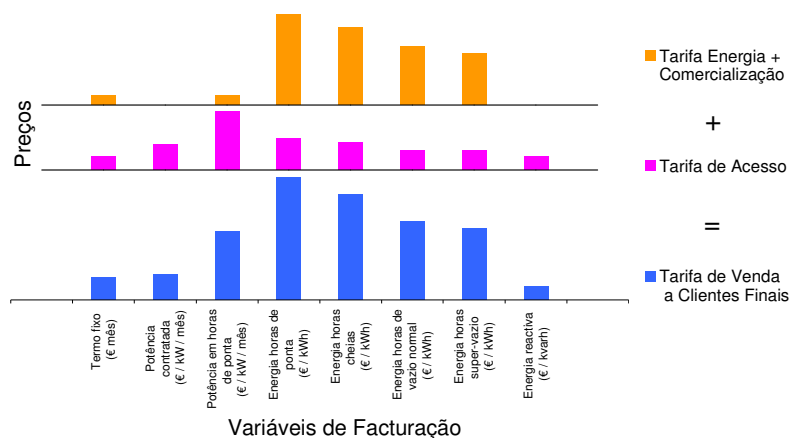



Fig. 8.2: Aditividade tarifária aplicada ao cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais

Esta forma de determinação das tarifas aplicáveis pelo comercializador de último recurso, geralmente o comercializador incumbente resultante do monopólio verticalmente integrado do passado ainda com

interesses em termos de propriedade nos operadores de rede, permite assegurar a inexistência de subsidiações cruzadas entre: (i) atividades de monopólio (atividades de rede) e atividades de mercado (comercialização e venda de energia elétrica); (ii) clientes do comercializador de último recurso com características de consumo diferentes; (iii) clientes do comercializador de último recurso e clientes que participam no mercado e por fim (iv) comercializadores de último recurso e comercializadores de mercado.

Por outro lado e na medida em que as tarifas que compõem a soma sejam baseadas nos custos marginais em termos de estrutura e por outro lado nos custos totais em termos de nível, esta realidade para além de evitar subsidiações cruzadas induz uma afetação eficiente de recursos promotora da maximização do bem estar social.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por atividade ou serviço. Em particular possibilita o detalhe das faturas de energia elétrica, situação prevista na atual regulamentação do setor elétrico, relativamente aos preços a pagar pelo acesso às redes e aos preços de energia e comercialização, que podem ser negociados livremente no mercado, possibilitando aos clientes uma mais fácil escolha de fornecedor. Está prevista ainda a possibilidade deste detalhe das faturas de energia elétrica ser mais minucioso incidindo por tipo de custo ou atividade, a saber:

Relativamente às atividades de redes:

Tarifa de Uso Global do Sistema.

Tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT.

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Tarifa de Comercialização de Redes.

Relativamente às atividades do comercializador de último recurso:

Tarifa de Energia.

Tarifa de Comercialização.

8.3 METODOLOGIA DE CÁLCULO DE CADA TARIFA

Com base nos custos permitidos para cada atividade regulada em determinado ano e nas quantidades previstas para esse mesmo ano, determinam-se os preços de cada tarifa. Importa referir que quer os proveitos, quer as quantidades, serão valores previstos, estando sujeitos a desvios que se devem refletir nas tarifas de anos posteriores. Assim, as tarifas de cada ano deverão ser calculadas por forma a permitir a recuperação dos custos esperados e dos eventuais desvios ocorridos no ano anterior.

As previsões de quantidades associadas às variáveis de faturação de cada tarifa devem resultar das quantidades medidas nos contadores dos clientes em cada nível de tensão, ajustadas para perdas até ao nível de tensão da infraestrutura regulada a que a tarifa diz respeito. Nos níveis de tensão em que não exista telecontagem, desconhecendo-se os diagramas de carga, devem utilizar-se perfis de consumo, nomeadamente na BT.

Os preços de cada tarifa regulada são referidos à saída da infraestrutura regulada a que se referem. Uma vez que as tarifas de acesso devem ser cobradas no nível de tensão em que é efetuado o fornecimento de energia elétrica, os preços devem ser convertidos para os vários níveis de tensão e/ou opções tarifárias, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas. De igual modo, nos tipos de fornecimento ou opções tarifárias com estruturas tarifárias simplificadas - por exemplo, com menor número de períodos horários - os preços convertidos devem ser agregados tomando em consideração os perfis de consumo referidos anteriormente.

A relação entre os preços de cada tarifa deverá ser orientada pela estrutura marginal ou incremental dos custos, assunto tratado no ponto seguinte.

Adicionalmente, a escolha das variáveis de faturação de cada tarifa ou componente de custo deve ser efetuada para que haja uma afetação adequada dos custos causados por cada consumidor. Este tema é tratado no segundo ponto deste capítulo, 8.3.2 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de acesso às redes.

8.3.1 Estrutura de preços aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais

A fixação de tarifas baseadas em custos marginais é um importante princípio de regulação, que deve estar consagrado na legislação do setor elétrico. As tarifas e preços da energia elétrica devem ter uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais de fornecimento de energia elétrica de forma a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema elétrico. A adoção de preços refletindo os custos marginais contribui ainda para a redução de subsidiações cruzadas entre grupos de clientes, induzindo uma afetação ótima de recursos e permitindo aumentar a eficiência económica do sistema elétrico, assegurando, simultaneamente, um sistema tarifário justo que promove a igualdade de tratamento e de oportunidades.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efetivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afetação ótima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema elétrico.

A análise dos custos do setor elétrico é dificultada por algumas especificidades, nomeadamente: o custo marginal de produção varia de hora para hora, durante o mês e ao longo do ano; a cadeia de

valor produção, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica evidencia funções custo muito diferenciadas; existem externalidades importantes, nomeadamente de natureza ambiental; pode haver restrições de oferta, como tal é necessário calcular os preços sombra da energia não fornecida; a indivisibilidade dos investimentos pode fazer com que, em determinadas, situações os custos marginais de longo prazo não coincidam com os de curto prazo; a procura diária e horária é estocástica; existem fatores exógenos que condicionam fortemente os custos de produção, principalmente os regimes hidrológicos e os preços dos combustíveis.

Mesmo tendo em conta estas dificuldades, os custos marginais devem ser utilizados, se não diretamente para determinar tarifas, pelo menos para definir a estrutura tarifária. Os preços das variáveis de faturação de cada tarifa devem ser determinados por forma a apresentarem estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, devendo ser previstos escalamentos que permitem assegurar os proveitos permitidos em cada atividade regulada e que garantem o equilíbrio económico-financeiro das empresas. Esta estrutura tarifária deve ser simples, permitindo transmitir sinais económicos aos consumidores. Por sua vez, os sinais económicos devem ser estáveis no tempo e coerentes entre si, favorecendo a tomada de decisões de médio prazo pelos consumidores de energia elétrica menos informados.

Assim, considera-se que a estrutura dos preços de cada tarifa deve refletir a estrutura dos custos marginais, termo a termo. Estes custos marginais têm que ser escalados, por forma a serem atingidos em cada atividade os proveitos permitidos. Os fatores de escala poderão ser do tipo multiplicativo ou do tipo aditivo. Os escalamentos do tipo aditivo consistem em adicionar uma determinada parcela aos custos marginais. Se esta parcela for constante, as diferenças absolutas entre os preços das diferentes componentes das tarifas permanecem iguais às diferenças entre os custos marginais. Os escalamentos do tipo multiplicativo consistem em multiplicar os custos marginais por um determinado fator. Este fator pode ser constante se se quiser manter a estrutura dos custos marginais, ou seja, as diferenças relativas nos preços dos diferentes termos das tarifas.

Outra hipótese é a aplicação de uma regra baseada na regra de preços de Ramsey-Boiteux, aplicando fatores de escala diferenciados de acordo com o conhecimento empírico que se tem das elasticidades dos consumidores e/ou dos termos das tarifas, garantindo que os preços a aplicar distorçam o menos possível a mensagem veiculada por preços iguais aos custos marginais.

Esta regra consiste em aplicar aos custos marginais fatores de escala diferenciados de acordo com o inverso da elasticidade. Por exemplo, consiste em fixar preços mais próximos dos custos marginais nos períodos horários em a que procura é mais elástica (quando o consumo de eletricidade é muito sensível a variações no preço da eletricidade) e preços mais afastados nos períodos horários em que a procura é mais inelástica. Importa referir que esta regra não deve ser aplicada às várias classes de consumidores (domésticos, indústria, serviços, iluminação pública, etc), uma vez que os preços de energia elétrica devem ser independentes do destino dado à energia.

A aproximação das tarifas aos custos marginais é um importante princípio de regulação, mas não deve ser o único. A regulação deve também garantir os princípios da "igualdade de tratamento e oportunidades", da "uniformidade tarifária" e do "equilíbrio económico-financeiro" das empresas do setor elétrico. Estes princípios apontam por vezes para caminhos diferentes, sendo necessário encontrar um equilíbrio. Por outro lado, a procura da eficiência em termos dinâmicos pode limitar o interesse em manter tarifas estritamente ligadas aos custos marginais. Também a necessidade de estabilidade de parâmetros regulamentares ou níveis tarifários pode levar à introdução de períodos transitórios em que esta aderência só parcialmente seja procurada.

8.3.2 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de acesso às redes

A forma como os custos são refletidos nas tarifas depende das variáveis de faturação utilizadas nas várias tarifas reguladas aplicáveis aos clientes, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação de forma coerente do sistema tarifário. A escolha e definição destas variáveis de faturação e das suas regras de medição devem permitir refletir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de faturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e faturação superiores às economias que podem induzir.

Para cada uma das atividades reguladas do acesso devem ser identificados os serviços que lhe estão associados. Para cada um destes serviços devem ser definidas as variáveis físicas mais adequadas à recuperação dos encargos efetivamente causados pelo serviço fornecido a cada cliente. Este conjunto de variáveis físicas e as suas regras de medição constituem os termos a faturar de cada uma das tarifas.

Seguidamente discutem-se para cada atividade ou tipo de custos as variáveis de faturação mais adequadas à sua alocação pelos vários consumidores.

8.3.3 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de gestão do sistema

A tarifa de gestão do sistema permite recuperar os custos da atividade de gestão de sistema e parte dos encargos associados aos serviços de sistema. Estes encargos dependem fortemente dos períodos horários em que são fornecidos, sendo o caso dos custos das reservas que podem ser mais elevados em horas de ponta. Os custos da atividade de gestão de sistema incluem os custos operacionais e bem como os custos de capital das instalações de despacho.

A reserva primária associada ao controlo de velocidade dos grupos e portanto ao controlo de frequência é um serviço de prestação obrigatória. Ou seja, a produção ordinária e a produção em regime especial com potência superior a um determinado limiar são obrigados a investir em

reguladores de velocidade nos grupos. Os custos de capital destes investimentos adicionais são recuperados por estes produtores através do preço de energia vendida.

Em contrapartida, a reserva secundária e a reserva terciária são serviços não obrigatórios. Estes serviços devem ser adquiridos pelo gestor do sistema (comprador único) em regime de mercado. Estes mercados apresentam caráter local, ou seja, por área de intervenção de cada operador de sistema. Os agentes ofertantes destes serviços são os produtores e eventualmente alguns consumidores com características interruptíveis. O gestor de sistema deve adquirir uma banda de potência acima da potência definida pelo consumo por forma a assegurar a estabilidade do sistema (balanço instantâneo da produção-consumo) em situações de falha de grupo ou alteração da procura. De igual modo e pelas mesmas razões deve também adquirir uma banda de potência para reduções de potência. Estas bandas são definidas pela “Union for the Coordination of Transmission of Electricity” (UCTE) dependendo da potência do maior grupo e da ponta máxima do diagrama de carga. O custo associado a esta capacidade disponível necessária no sistema é condicionada por fatores que não dependem das características de um comercializador em particular, dependendo sim das características do sistema electroprodutor como um todo. Não contribuindo os comercializadores para este custo por um lado, e sendo estes custos condicionados pela procura agregada do sistema e pelo maior grupo que foi encontrado no mercado parece ser razoável imputá-los de forma indiferenciada aos agentes, ou seja, através da energia consumida em períodos temporais alargados por aplicação de uma tarifa de gestão do sistema. Esta solução baseada na aplicação da tarifa de gestão do sistema é reforçada tendo em conta que a prestação deste serviço apresenta características de bem público indiferenciável por agente comercializador. A imputação aos agentes em cada hora teria consequências nefastas na medida em que os custos em períodos de vazio - período em que a elasticidade da procura é maior - apresentam um valor unitário mais elevado do que nos períodos de ponta. O raciocínio anterior aplica-se quer entre períodos horários de vazio e fora de vazio, quer entre meses de menor e maior consumo - sazonalidade do consumo.

Para além destes custos de capacidade associados às reservas existem custos variáveis associados à disponibilização do serviço, ou seja, à compensação de desvios agregados de produção-consumo. Estes desvios nada têm a ver com os desvios de energia de cada agente individualmente - produtores e comercializadores. Os desvios de energia produção-consumo e os custos associados apresentam períodos temporais curtos. Em contrapartida, os desvios de energia de cada agente são contabilizados em base horária. Assim não há uma ligação direta entre os custos associados à compensação dos desvios agregados produção-consumo e os desvios de energia de cada agente em cada hora. Por exemplo a não existência de desvios horários de cada agente não impede que haja necessidade de compensar desvios agregados dentro do período horário. Naturalmente que a existência de desvios dos agentes num mesmo sentido num período horário torna necessária a disponibilização de reserva e da correspondente compensação dos desvios agregados. Assim parece haver uma percentagem destes custos que poderá ser imputada aos desvios individuais dos vários

agentes de mercado. A outra percentagem deve ser imputada, à semelhança do custo fixo identificado anteriormente, a todos os agentes independentemente dos seus desvios individuais, devendo ser incluída na tarifa de gestão do sistema, à semelhança dos custos da atividade de gestão do sistema e dos custos de capacidade das reservas.

Considera-se que a tarifa de gestão do sistema deve ter como variáveis de faturação termos de energia que apresentem uma diferenciação horária. Por outro lado, não se pode ignorar que para maximizar a eficiência, o preço de um bem deve estar mais próximo do custo marginal desse bem quando a procura é mais sensível a variações no preço, isto é, mais elástica. Este é o caso das energias de vazio, pelo que é desejável que os preços destas energias se aproximem dos seus custos marginais. Este facto pode conduzir à recuperação dos encargos da atividade de gestão do sistema mais concentrada nos preços das energias de períodos horários em que a procura é mais inelástica, por exemplo, em horas cheias e em horas de ponta.

8.3.4 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos das redes

Os custos associados aos troços das redes próximos dos pontos de entrega devem ser recuperados por **potências máximas**, na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não mesmo de um único cliente.

Os custos dos troços mais centrais das redes devem ser recuperados por **potências médias nos períodos de maior procura**. Com efeito, os troços mais centrais das redes são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos (anuais ou mensais) de 15 minutos de cada cliente, podemos admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento destes troços mais centrais proporcionalmente à sua potência média num período de tempo mais alargado coincidente com a ponta agregada da rede e não através da sua potência de pico anual ou mesmo mensal. Por estas razões, as potências em intervalos de tempo mais alargados são uma variável mais adequada do que a potência de pico anual, para transmitir aos clientes os custos associados com os troços centrais das redes de distribuição a que estão ligados, bem como os custos das redes de montante imputáveis a cada nível de tensão. Esta variável de faturação tem ainda a vantagem de ser aditiva, ou seja, o preço de uma potência num intervalo de tempo alargado, a pagar pela utilização das redes pelos clientes que participam no mercado ou pelos clientes do comercializador de último recurso resulta da soma dos preços desta variável das tarifas das diversas atividades reguladas efetivamente utilizadas por cada cliente.

Na Fig. 8.3 (a) estão representados 20 diagramas de carga diferentes, em valores por unidade, bem como o diagrama agregado (diagrama dos troços comuns da rede). Na Fig. 8.3 (b) estão representados os mesmos diagramas de carga simulando a existência de tecnologias de limitação da

potência contratada, com o correspondente efeito de alisamento nos diagramas de carga individuais. A figura mostra ainda o diagrama agregado nestas condições. Verifica-se que a agregação das cargas efetuada naturalmente pelas redes de distribuição e de transporte promove a eliminação das oscilações de potência em períodos de 15 minutos. Existe uma notável semelhança entre os dois diagramas agregados, considerando ou não o controlo da potência de 15 minutos tomada por cada cliente. Verifica-se assim que a potência máxima num período de tempo reduzido por cada cliente não é uma variável adequada para, em cada cliente, repercutir ou incentivar a redução dos custos com as redes de montante. Em contrapartida, a potência média num período de tempo alargado coincidente com a ponta agregada da rede é uma boa medida da potência máxima registada nos troços principais das redes. Apresenta também a propriedade de ser uma grandeza aditiva, ou seja, a potência nos troços principais das redes é igual à soma das potências de cada cliente, adicionadas das perdas nas redes, o que permite traduzir de forma fidedigna a responsabilidade individual de cada cliente pelos custos do sistema.

(a)Sem controlo de potência de 15 minutos **(b)Com controlo de potência de 15 minutos**

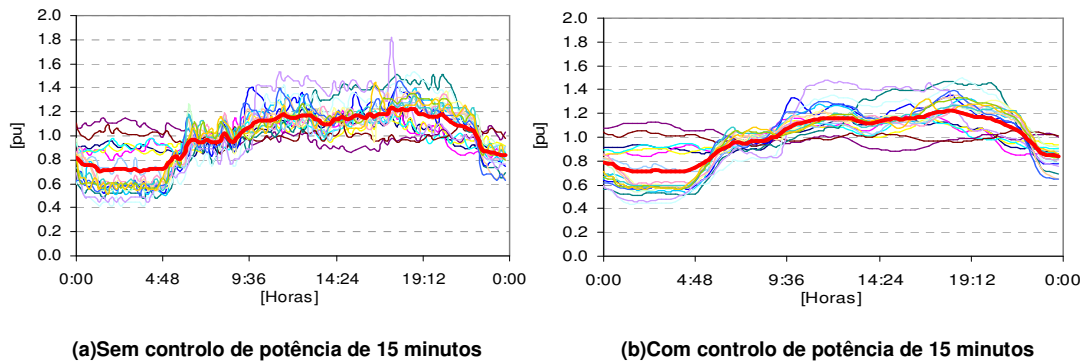



Fig. 8.3: Agregação de consumos

A utilização de um preço de potência média em períodos de maior procura (de ponta, por exemplo) é equivalente à utilização de um termo de energia em horas de ponta. Assim, os custos associados aos troços mais centrais das redes também podem ser recuperados através de um termo de **energia em horas de ponta**. À semelhança da potência média a grandeza energia de ponta é aditiva e também permite fornecer sinais a uma gestão eficiente dos consumos nos períodos de maior procura.

A **energia reativa fornecida (indutiva)** é uma variável que deve ser utilizada na faturação do uso das redes nos períodos de fora de vazio, na medida em que a sua compensação possibilita a diminuição dos custos globais do sistema elétrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento. Os custos associados com a compensação local de energia reativa, condicionados pelo preço dos condensadores ou outros equipamentos baseados em eletrónica de potência que começam a estar disponíveis, são bastante inferiores aos que resultam da compensação centralizada nas subestações. Assim, é desejável que a compensação de energia reativa seja feita de forma local, e a sua faturação, à semelhança da potência contratada, seja própria do nível de tensão de cada fornecimento. Embora

não inteiramente desligada dos custos correspondentes, a fixação do preço também deve procurar fomentar a compensação local pelo cliente que, caso o faça, não verá a sua fatura acrescida.

Relativamente à **energia reativa recebida (capacitiva)** a sua compensação pode ser desejável nos períodos de vazio, na medida em que possa conduzir à existência de sobretensões nos pontos de entrega.

A **energia ativa entregue em cada período horário** origina nas redes de transporte e de distribuição um conjunto de perdas, diferenciadas quer em nível, quer em custo, por período horário.

As perdas técnicas de energia elétrica nas redes dependem de um conjunto de fatores, em particular do tipo de rede, nomeadamente se a linha é subterrânea ou aérea, e da potência, uma vez que as perdas são proporcionais ao quadrado da potência, em particular nas redes não ativas, como são as redes de distribuição.

O nível de perdas numa rede depende de fatores sobre os quais o operador da rede tem uma capacidade de influência limitada. Características como a localização ou dimensão dos consumos são pouco controláveis pelo operador da rede. Contudo, a estrutura das tarifas ou as medidas de gestão da procura podem influenciar o perfil horário dos consumos ou o seu fator de carga. Em contrapartida, nos aspetos ligados às decisões de investimento e aos modos de exploração da rede, o operador da rede controla efetivamente o nível das perdas.

Importa referir que a solução ótima de um ponto de vista do operador não corresponde a minimizar as perdas de energia numa rede de transporte ou distribuição de energia elétrica, mas sim em procurar o ponto ótimo para o nível de perdas, ver 3.4.2, Dimensionamento económico das redes de distribuição. Este ponto depende, por um lado, do custo do capital associado ao investimento e, por outro, do custo das perdas. Nestas circunstâncias, e considerando que quem toma as decisões de investimento nas redes são os operadores, importa que o custo das perdas seja internalizado na função custo do operador da rede e, por conseguinte, nas tarifas a aplicar às entregas aos clientes. Ao internalizarem o custo das perdas na avaliação técnico-económica dos projetos de investimento, os operadores estabelecem o nível de perdas que minimiza a sua função custo.

As perdas, em quantidade de energia, dependem fundamentalmente da energia ativa entregue em cada período tarifário. Os períodos tarifários podem ser utilizados para classificar situações tipo de configuração das redes e dos valores das cargas servidas, pelo que é possível estabelecer uma forte relação desses períodos com valores típicos de perdas segundo as características de exploração próprias de cada período. Tendo em consideração que tanto os coeficientes de perdas como o valor económico das mesmas variam consideravelmente com o período horo-sazonal, as variáveis de faturação adequadas para transmitir o sinal económico do custo das perdas são a energia ativa, discriminada por período horário e por período sazonal.

Assim, a consideração nas tarifas de uso das redes de preços de uma potência máxima medida num intervalo de tempo reduzido e de uma potência média medida num intervalo de tempo mais alargado, em simultâneo com preços de energia ativa associados às perdas de energia elétrica e preços de energia reativa, permite transmitir a cada cliente a multiplicidade de fatores que afetam os custos das atividades de transporte e de distribuição de energia elétrica.

8.3.5 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de medição e serviços comerciais de redes

Com o objetivo de estabelecer uma tarifa eficiente para a medição e serviços comerciais de redes, é fundamental recolher e processar informação sobre os encargos de comercialização discriminados por tipo de cliente e por função: leitura, processamento e tratamento da informação de medida, seu envio para todos os agentes do setor, faturação e cobrança dos serviços comerciais de redes.

Há igualmente que considerar a estrutura desta tarifa e as suas variáveis de faturação. Poder-se-á optar por uma estrutura binómia com um termo fixo e outro dependente do consumo por cliente por cada nível de tensão. Os dados recolhidos e os estudos a efetuar sobre a natureza dos custos de comercialização podem indicar qual a relação entre custos fixos, custos variáveis por cliente e custos variáveis por kWh a ser utilizada nas variáveis de faturação desta tarifa.

Tipicamente os custos com os equipamentos de contagem devem ser refletidos num termo fixo por cliente. Este termo pode variar unicamente com o tipo de equipamento de que o utilizador beneficia o que, por sua vez, está determinado pelo nível de tensão ou opção tarifária.

Os custos associados ao processo de faturação podem ter associados alguns elementos que variam com a fatura, nomeadamente no que diz respeito aos custos com os recebimentos a prazo e os riscos de cobrança. Este tipo de custos, caso existam, devem estar refletidas nas principais variáveis em percentagem do resto da fatura de acesso, seja energia ou potência.

Por outro lado, a existência de tarifas binómias mesmo quando os custos são fixos e não dependem da quantidade consumida, pode ser justificada pela necessidade de não exclusão do mercado dos consumidores mais pequenos, ou seja, por razões de equidade mais do que de eficiência.

Em ? a Lei n.º 23/? vem proibir a inclusão nas tarifas de qualquer custo relativo a equipamentos de medição de energia elétrica. Nestas circunstâncias a ERSE, dada a reduzida dimensão dos restantes custos de medição e serviços comercias de redes, optou por integrar os custos da atividade de comercialização de redes na atividade de uso da rede de distribuição de energia elétrica.

8.3.6 Variáveis de faturação adequadas à recuperação de custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral

Os custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral são de natureza diversa e representam uma parcela cada vez mais importante dos custos totais recuperados pelas tarifas de energia elétrica. Assim, a imputação destes custos aos consumidores deve ser analisada criteriosamente devendo-se procurar para cada caso o racional adequado para a escolha das variáveis de faturação (uma vez que estas são determinantes na definição da estrutura de pagamentos de cada custo pelos vários consumidores).

Os custos de interesse geral não têm um racional económico diretamente ligado às variáveis de consumo. Assim, o racional de imputação destes custos deve passar por garantir que: são pagos equitativamente por todos os consumidores nas mesmas circunstâncias, independentemente do fornecedor; não distorcem os sinais tarifários nem alteram significativamente as decisões de consumo dos consumidores.

Em particular, pode analisar-se cada variável de faturação à luz dos critérios anteriores:

A potência contratada apresenta uma elasticidade procura-preço reduzida o que permite atenuar o impacte nas características do consumo. No entanto esta variável apresenta problemas de equidade porquanto o seu peso na fatura dos consumidores é bastante maior nos consumidores domésticos.

A energia consumida é adequada à internalização de externalidades ambientais da produção cuja origem está exatamente no consumo e que por isso são uma função da energia consumida.

O termo fixo por cliente é uma variável inadequada para imputar custos de interesse geral uma vez que pode excluir consumidores de acederem às redes. Os clientes que menos consomem são fortemente penalizados por agravamentos neste preço.

A faturação destes custos através de uma percentagem da faturação garante equidade nos pagamentos uma vez que é exigido a cada consumidor um idêntico esforço. Esta solução pode ser assegurada através de tarifas com estrutura binómia ou seja com preços simultâneos de energia e de potência contratada, calculados de modo a preservar a estrutura de preços das tarifas por atividade no acesso às redes.

Em contrapartida a faturação destes custos através da aplicação de escalamentos, aos preços das tarifas de acesso (líquidas destes custos), inversamente proporcionais à sua elasticidade procura-preço permite maximizar a eficiência económica minimizando as interferências nas opções de consumo dos clientes, embora seja um processo redutor em termos de equidade.

Como referido, cada tipo de custo pode ser sujeito a regras de imputação consentâneas com a sua natureza. Por exemplo, os custos relacionados com a subsidiação de tarifas direcionadas às regiões

ultraperiféricas ou com o financiamento de custos ociosos do setor (como é o caso dos CMEC) podem ser faturados através de uma estrutura binómia, não distorcendo a estrutura dos restantes custos e tarifas. Deste modo, garante-se a máxima equidade nos pagamentos destes custos.

Em alternativa estes custos podem ser imputados segundo uma lógica inversa à elasticidade procura-preço de cada variável de faturação maximizando-se a eficiência económica mas prejudicando-se a equidade.

Outro tipo de custos, como os custos associados à internalização de impactes ambientes ou à diversificação das fontes energéticas e aproveitamento de recursos endógenos, estão principalmente ligados ao consumo de energia, pelo que devem ser faturados nos preços de energia, sem distorcer a estrutura dos custos marginais de energia.

Para além das variáveis de faturação, a alocação destes custos aos vários segmentos de consumo, por exemplo por nível de tensão, deve também guiar-se por razões de equidade. Em particular, nos custos em que pode ser identificada uma relação causa-efeito, como acontece com os custos de internalização de impactes ambientais, a faturação dos mesmos deve ser imputada a todos os consumidores que contribuem para a sua existência.

Noutros casos, como os sobrecustos associados a consumidores com necessidades especiais ou a compensação tarifária entre regiões, pode ser encontrada uma relação que faça uma afetação diferenciada de custos pelos vários segmentos de consumidores, dado que estes custos têm origem essencialmente nos consumidores de níveis de tensão mais baixos ou mesmo apenas nos consumidores domésticos.

8.3.7 Variáveis de faturação adequadas à recuperação dos custos de energia e de comercialização

Os preços de energia por período horário devem refletir os respetivos custos marginais de produção de energia elétrica, ou seja, o preço da energia elétrica numa determinada hora deve estar aderente ao custo de produção da central de custos variáveis mais elevados – a central marginal. Com efeito em cada instante, o custo da unidade adicional de consumo é determinado pelos custos de produção da central marginal. Procedendo-se desta forma fornecem-se os sinais preço adequados a uma gestão eficiente da energia elétrica.

Os valores destes custos marginais podem ser obtidos mediante a utilização de programas de otimização da exploração do sistema electroprodutor, como é o caso do conhecido programa de cálculo VALORÁGUA, ver Anexo II, que simulam a satisfação da procura por centrais térmicas e hidroelétricas concorrendo entre si, onde a minimização dos custos de exploração é feita por um algoritmo de programação não linear e a gestão da água a médio e longo prazo por programação dinâmica. Em alternativa a esta metodologia os preços de energia por período horário podem ser

determinados através da análise de preços de energia praticados em mercados grossistas de energia elétrica do tipo marginalista. Nestes mercados de energia elétrica os preços de energia são estabelecidos para cada hora em resultado do encontro entre ofertas de venda e ofertas de compra. Os preços nas horas de maior procura (dia) são superiores aos preços das horas de menor procura (noite).

Os períodos horários são uma forma de simplificação da estrutura tarifária que permite que os sinais preço sejam mais claros e induzam respostas adequadas por parte dos consumidores. Estes períodos horários resultam da classificação das horas segundo os custos marginais, onde se verifica que existem intervalos homólogos onde os custos marginais são mais baixos, ditos períodos de vazio e intervalos onde os custos marginais são mais elevados, ditos períodos de ponta. As situações intermédias são designadas períodos de horas cheias. Ponderando os custos marginais de cada hora pelas energias respetivas, pode ser obtido um custo médio representativo que servirá de base para o cálculo do preço da energia de cada um destes intervalos homólogos de custos marginais próximos.

O estabelecimento de preços por períodos horários representa um equilíbrio entre a justiça do sistema tarifário (que deve imputar os custos do sistema a quem os provoca) e o fornecimento de sinais económicos para os consumidores.

O progresso tecnológico nos sistemas de medida bem como a possibilidade de diversificar a oferta de serviços e de informação aos vários agentes provocou uma revolução ao nível das possibilidades de estabelecimento de preços. Num futuro próximo será efetivamente possível definir preços de retalho com o mesmo detalhe do mercado grossista, para todos os consumidores. Assim, a determinação do número de períodos horários no novo paradigma tecnológico não será limitado pelas possibilidades dos equipamentos de medida mas sim pela eficácia e transparência dos sinais preço a transmitir aos consumidores.

Por estas razões, a determinação dos períodos horários para estabelecimento de preços deve equacionar para cada segmento de clientes os vários objetivos da estrutura de preços a praticar. Em particular, continuará a fazer sentido, como hoje, que diferentes opções sejam oferecidas aos consumidores permitindo que a eficácia dos sinais preço se maximize ao adequar a cada consumidor a complexidade da estrutura tarifária à sua predisposição ou capacidade de apreender esses sinais preço.

Uma vez determinados os custos marginais, estes devem ser escalados para assegurar a cobertura dos encargos médios regulamentarmente reconhecidos ao comercializador de último recurso na sua atividade de aprovisionamento de energia elétrica, assim se assegurando o seu equilíbrio económico-financeiro. Estes escalamentos devem incidir essencialmente nos períodos horários de maior procura onde são menores as elasticidades da procura ao preço da energia. Assim, por um lado, a procura será menos afetada pelos escalamentos aplicados e por outro lado, incentivar-se-á a transferência de

consumos dos períodos de ponta e cheias – períodos de maior procura (dia) onde se verificam as situações de escassez – para os períodos de menor procura designados por períodos de vazio normal e supervazio (noite). Assim, as energias de vazio (incluindo vazio normal e super vazio) refletirão essencialmente os valores dos custos marginais de energia nesses períodos.

Relativamente aos custos de comercialização considera-se que devem ser recuperados, para cada nível de tensão ou tipo de fornecimento, através de uma tarifa com estrutura binómia com um termo fixo e outro dependente do consumo de cada cliente.

Com efeito, nesta atividade registam-se custos fixos que não dependem do consumo de cada cliente, como por exemplo os associados aos processos de faturação e contratação da energia. Estes custos fixos podem ser diferenciados por nível de tensão ou tipo de fornecimento na medida em que se coloquem diferentes exigências à prestação do serviço. Por exemplo nos segmentos de consumo dos consumidores de Baixa Tensão Normal a faturação é bimensal e em contrapartida nos segmentos de consumo dos níveis de tensão superiores a faturação é mensal. Adicionalmente os sistemas informáticos colocados à disposição destes últimos consumidores permitem a prestação de outros serviços como por exemplo a gestão de cargas.

De igual modo podem ser considerados preços a aplicar à energia consumida por cada cliente atendendo a que existem custos financeiros que dependem essencialmente do consumo. Estes custos são devidos, por um lado, à existência de algum risco de cobrança cujo valor depende fundamentalmente da energia vendida e por outro lado, devido ao atraso que se verifica entre a entrega física da energia aos clientes e a respetiva cobrança. Assim, este atraso induz encargos financeiros na atividade de comercialização dependentes da energia consumida por cada cliente.

8.4 ADITIVIDADE TARIFÁRIA APLICADA A UMA TARIFA BI-HORÁRIA DE UM PEQUENO CONSUMIDOR RESIDENCIAL DE BAIXA TENSÃO

As figuras seguintes apresentam para um pequeno consumidor de Baixa Tensão Normal (consumidor residencial) a decomposição da tarifa de Acesso às Redes e bem como da Tarifa de Venda a Clientes Finais. O exemplo apresentado refere-se a uma tarifa bi-horária com uma potência contratada de 6,9 kVA. Esta tarifa apresenta três variáveis de faturação: um termo fixo cujo preço depende do valor de potência contratada e dois preços de energia consumida – energia fora de vazio (dia) e energia de vazio (noite). Apresenta-se a decomposição de cada um dos preços em cada um dos componentes de custo utilizados.

Esta metodologia permite determinar para cada variável de faturação os preços aderentes aos custos efetivamente causados. Verifica-se por exemplo que a utilização das redes é paga essencialmente através dos consumos nos períodos horários de fora de vazio. Com efeito são estes períodos que determinam a necessidade de novos investimentos em infraestruturas. De igual modo verifica-se que

a rede de distribuição em Baixa Tensão é também paga através da potência contratada por cada cliente, na medida em que esta variável condiciona os seus troços periféricos. Os custos com os serviços comerciais de redes são pagos através de um termo fixo uma vez que os custos de leitura são essencialmente do tipo fixo não dependendo do consumo de cada cliente.

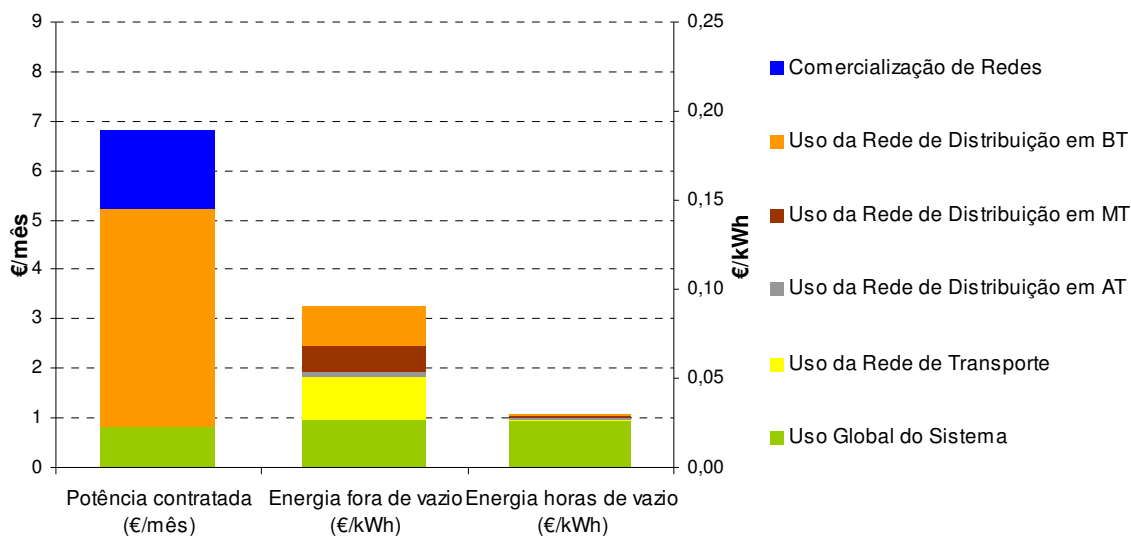



Fig. 8.1: Componentes de uma tarifa de acesso às redes aditiva em BT (Tarifa BTN Bi-horária escalão de 6,9 kVA)

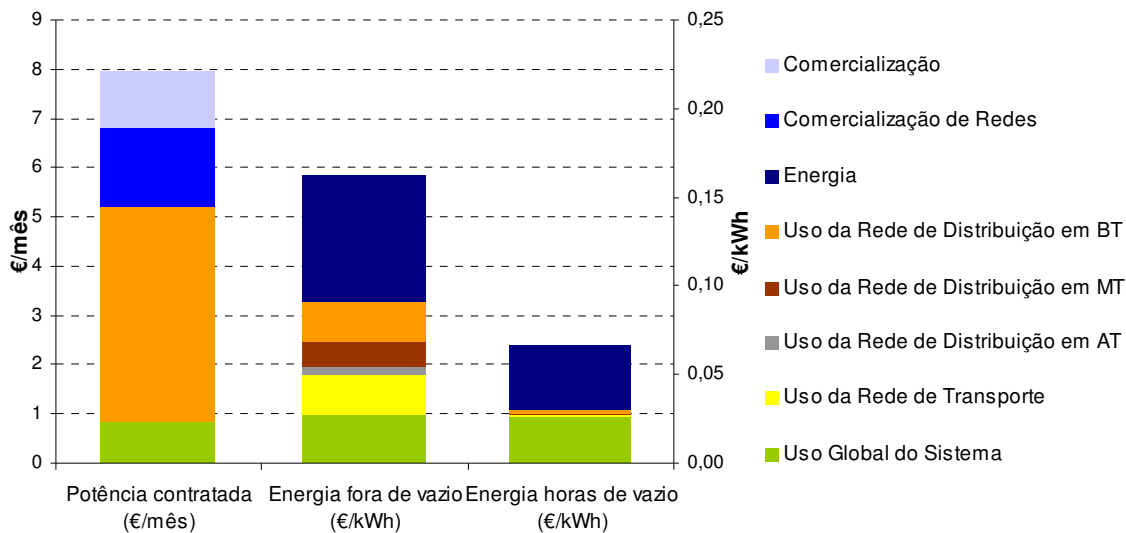



Fig. 8.4: Componentes de uma tarifa de Venda a Clientes Finais aditiva em BT (Tarifa BTN Bi-horária escalão de 6,9 kVA)

A tarifa de Venda a Clientes Finais aplicada pelo comercializador de último recurso inclui a tarifa de Acesso às Redes. Assim todos os comercializadores pagam o mesmo pelas atividades ou serviços com características de monopólio natural, não havendo discriminação entre comercializadores.

Na tarifa de Venda a Clientes é possível observar que os preços de energia de fora de vazio são muito mais elevados que os preços de energia de vazio em resultado da sua aderência aos custos marginais de produção de energia. De igual modo é possível observar que os custos de comercialização são recuperados através de um termo fixo uma vez que os custos de faturação - preparação da fatura e envio por correio - são essencialmente de natureza fixa.

Com o sistema tarifário aditivo apresentado, a redução de custos induzida por uma decisão acertada de consumo - por exemplo a transferência de consumos de dia para a noite - é transferida diretamente para o cliente através da redução da sua fatura. Desta forma maximiza-se a eficiência económica na utilização dos recursos do setor elétrico envolvendo-se os consumidores no processo de gestão do setor elétrico.

9 A PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

9.1 INTRODUÇÃO

Relativamente ao lado da procura, continuam a existir barreiras ao aumento da eficiência, nomeadamente quanto à participação das empresas de energia em atividades de eficiência energética.

Importa reconhecer que a primeira forma de promover a eficiência no consumo de energia elétrica é através da definição de tarifas que reflitam, por um lado, todos os custos do setor elétrico e por outro lado, internalizem todos os custos ambientais e sociais causados pela atividades desenvolvidas ao longo da cadeia de valor do setor elétrico. Desta forma induz-se uma utilização racional da energia elétrica e dos recursos associados.

O reconhecimento da existência de diversas barreiras ou falhas de mercado que dificultam ou impedem a tomada de decisões eficientes pelos agentes económicos justifica a implementação de medidas de promoção da eficiência no consumo. Entre as várias barreiras de mercado à eficiência no consumo citam-se alguns exemplos: período de retorno alargado do investimento e taxas de desconto individuais muito altas, diferença entre os preços de fornecimento e os custos marginais de curto prazo, externalidades ambientais não refletidas nos preços, falta de informação e elevados custos de transação associados, desalinhamento de interesses entre os agentes ou restrições financeiras dos consumidores.

A eficiência energética dos vários estados depende do seu nível de desenvolvimento, das condições climatéricas, das distâncias a percorrer, do tipo de atividades económicas, das fontes de energia utilizadas, entre outros aspetos. Na figura seguinte apresenta-se para vários países do mundo a relação entre o consumo de energia per capita e o PIB per capita. O rácio entre o Consumo de energia per capita e o PIB per capita designa-se por intensidade energética. Quanto menor este rácio mais eficiente é a sociedade na medida em que se produz riqueza com menor consumo de energia.

Da análise da figura é possível verificar que os países da União Europeia são mais eficientes que os Estados Unidos, a Rússia ou o Canadá. Com efeito, a reta econométrica relativa aos países da União Europeia encontra-se por debaixo dos pontos relativos aos países referidos. Portugal está em linha com a relação econométrica da União Europeia. Na figura apresenta-se também a relação econométrica da globalidade dos países do mundo. Da análise das duas relações econométricas é possível concluir que a sociedade europeia apresenta maiores índices de eficiência energética.

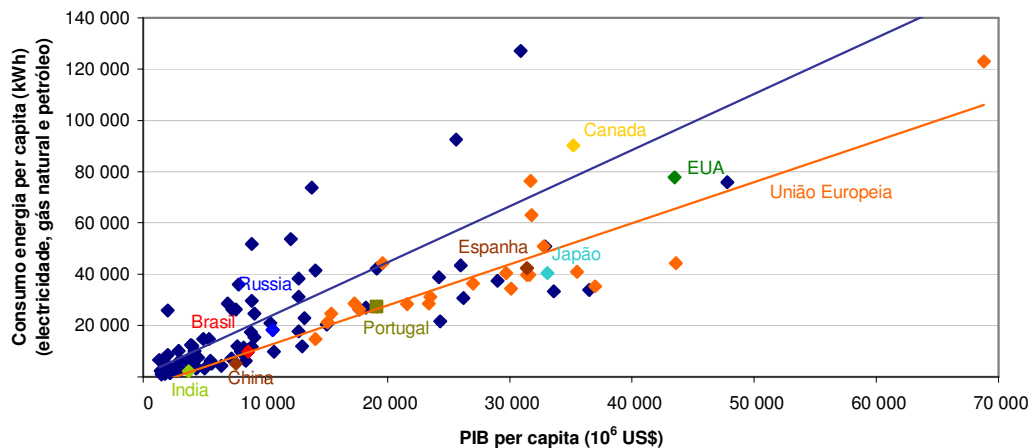



Fig 9.1: A eficiência energética da União Europeia face a outros estados do mundo

Como se pode verificar no ponto 1.3 A Procura de Energia, uma baixa intensidade energética das economias europeias não significa que o respetivo consumo *per capita* seja diminuto.

9.2 O PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA (PPEC)

Reconhecendo a necessidade de se promover a eficiência no consumo de energia elétrica em resultado da persistência de diversas barreiras ou falhas de mercado que dificultam ou impedem a tomada de decisões eficientes, a ERSE estabeleceu no Regulamento Tarifário (RT) do sector elétrico um mecanismo competitivo de promoção de ações de gestão da procura, designado por Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica (PPEC), que tem em 2007 o seu primeiro ano de implementação. O PPEC tem como objetivo a promoção de medidas que visam melhorar a eficiência no consumo de energia elétrica, através de ações empreendidas pelos comercializadores, operadores de redes, entidades de promoção e defesa dos interesses dos consumidores de energia elétrica, agências de energia, universidades e centros de investigação, destinadas aos consumidores dos diferentes segmentos de mercado. As ações resultam de medidas específicas propostas pelos promotores anteriormente referidos, sujeitas a um concurso de seleção, que permite selecionar as melhores medidas de eficiência energética a implementar pelos promotores, tendo em conta o orçamento anual do PPEC disponível.

As medidas de eficiência no consumo de energia elétrica contempladas no PPEC são medidas do tipo tangível, que devem promover a redução do consumo de energia elétrica ou a gestão de cargas, de forma permanente, que possam ser claramente verificáveis e mensuráveis. Por gestão de cargas entendem-se as medidas que permitam uma redução dos custos de fornecimento, sem que isso envolva necessariamente a redução de consumos, nomeadamente a transferência de consumos em períodos de horas de ponta e/ou cheias para os períodos de vazio. São ainda consideradas medidas

do tipo intangível, isto é, medidas de informação e de divulgação que, embora não tenham impactos diretos mensuráveis, são indutoras de comportamentos mais racionais e permitem a tomada de decisão mais consciente pelos consumidores no que diz respeito à adoção de soluções eficientes no consumo de energia elétrica.

As medidas de eficiência no consumo tangíveis são classificadas no PPEC por três segmentos de mercado (indústria e agricultura, comércio e serviços e ainda residencial), permitindo a repartição do incentivo destinado às medidas tangíveis, garantindo deste modo que todos os segmentos de mercado são abrangidos. Dado que os incentivos do PPEC se repercutem nas tarifas de energia elétrica, nomeadamente, na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores de energia elétrica é necessário garantir que todos os consumidores têm a possibilidade de ser abrangidos.

9.3 A RACIONALIDADE ECONÓMICA ADOTADA NA MÉTRICA DE AVALIAÇÃO DAS MEDIDAS DO PPEC

A metodologia de seriação das medidas de eficiência no consumo baseia-se num conjunto de critérios técnico-económicos, cujo objetivo é selecionar as medidas de eficiência no consumo que apresentem, entre outros critérios, maiores rentabilidades económicas, abranjam uma grande diversidade de consumidores e apresentem um carácter inovador. Estes critérios são diferenciados consoante o tipo de medida: tangível ou intangível.

A seriação das medidas tangíveis é efetuada por segmento de mercado, dando origem a listas ordenadas, de medidas elegíveis para financiamento pelo PPEC. Após a avaliação da valia social das medidas de eficiência no consumo tangíveis, estas são hierarquizadas por ordem decrescente de mérito, de acordo com os seguintes critérios técnico-económicos e pontuação: (a1) rácio benefício-custo proporcional (25 pontos); (a2) rácio benefício-custo ordenado (25 pontos); (b) equidade (5 pontos); (c) qualidade da apresentação das medidas (5 pontos); (d) risco de escala (10 pontos); (e) capacidade para ultrapassar barreiras de mercado e efeito multiplicador (5 pontos); (f) inovação (5 pontos); (g) peso do investimento em equipamento no custo total da medida (10 pontos); (h) sustentabilidade da poupança de energia (10 pontos).

As medidas de eficiência no consumo intangíveis são hierarquizadas por ordem decrescente de mérito, de acordo com os seguintes critérios e pontuação: (a) qualidade da apresentação das medidas (20 pontos); (b) equidade (20 pontos); (c) capacidade para ultrapassar barreiras de mercado e efeito multiplicador (20 pontos); (d) inovação (20 pontos); (e) experiência em programas semelhantes (20 pontos).

A seleção das medidas para o PPEC resulta da hierarquização obtida, por tipologia e segmento de mercado. As medidas são selecionadas de modo a maximizar a qualidade económica do programa.

O financiamento de medidas de eficiência no consumo obriga a uma avaliação rigorosa de todos os custos e benefícios que essas medidas representam do ponto de vista social, isto é, do ponto de vista dos consumidores, das empresas participantes e da sociedade.

Para avaliar a valia social de cada medida tangível, é efetuado o teste social, que consiste em calcular o Valor Atualizado Líquido (VAL) do ponto de vista social. Apenas as medidas do tipo tangível que apresentem um VAL positivo são elegíveis para financiamento ao abrigo do PPEC. O benefício social líquido de cada medida é dado pela seguinte expressão:

$$BSL = \Delta Cmg + B_{Amb} - \left(CM_{part} + CM_{PPEC} + CM_{out}\right) \qquad (9.1)$$

em que, nos benefícios figuram os custos evitados de fornecimento de energia elétrica (incluindo a produção, transporte e distribuição), ΔCmg , e as emissões de CO2 evitadas, B_{Amb}, e nos custos com as medidas inscrevem-se as comparticipações dos consumidores participantes, dos outros consumidores (através do PPEC), dos promotores ou de outras entidades.

O rácio benefício-custo (RBC) é o indicador mais determinante na seleção das medidas do PPEC. Este indicador é frequentemente utilizado para seriar medidas que apresentam montantes de investimento e vidas úteis diferentes. O RBC relaciona o valor atual dos benefícios com o valor atual dos custos de investimento e de exploração da medida, sendo calculado de acordo com a seguinte expressão, em que $B_{S\,t}$ representa os benefícios, calculados na ótica social, associados à medida no ano t, $C_{PPEC\,t}$ os custos financiados pelo PPEC associados à medida no ano t, i a taxa de desconto e n a vida útil dos equipamentos.

$$RBC = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_{S\,t}}{(1+i)^t} \Bigg/ \sum_{t=0}^{n} \frac{C_{PPEC\,t}}{(1+i)^t} \qquad (9.2)$$

Esta métrica de avaliação e seriação das medidas permite maximizar os benefícios gerados pela implementação das medidas de promoção da eficiência no consumo de energia elétrica. A título de exemplo na figura seguinte compara-se o rácio benefício-custo do conjunto de medidas que integram o PPEC com o rácio benefício-custo do conjunto de medidas apresentadas ao concurso, verificando-se a maximização da qualidade económica do plano aprovado com um rácio benefício custo de 8,6, ou seja, por cada euro investido observa-se um retorno em termos de custos evitados no sector e de externalidades ambientais evitadas de 8,6 euros.

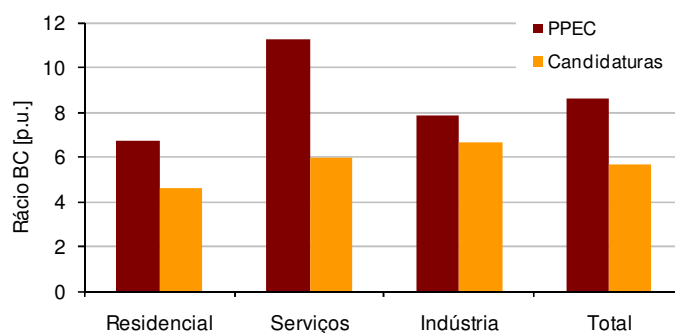



Fig. 9.2: Rácios benefício-custo das medidas aprovadas no PPEC 2011-2012 versus rácios benefício-custo das medidas candidatas

9.4 OS RESULTADOS DO PPEC

As diversas edições do PPEC têm gerado poupanças de energia elétrica significativas conforme apresentado na figura seguinte. Em 2012 estas poupanças representam cerca de 1,2% do consumo nacional de eletricidade o que corresponde a cerca de 40% da energia elétrica produzida por um grupo de ciclo combinado.

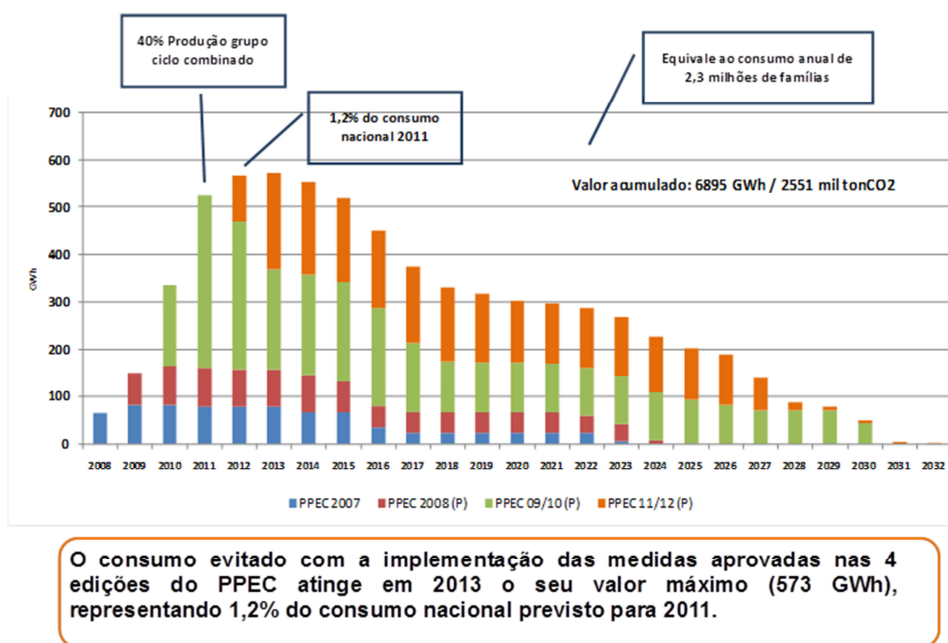



Figura 9.3: Poupanças acumuladas dos diversos PPEC

Para o PPEC 2007 os resultados das poupanças de energia apresentadas correspondem a valores reais, determinados com base em programas de medição e verificação, justificados no relatório de

fecho do programa[84]. No PPEC 2007 aprovaram-se medidas com implementação em 2007, 2008 e 2009. Os valores apresentados para os PPEC 2008, 2009-2010 e 2011-2012 correspondem a valores previsionais apresentados na documentação que determina e justifica a seriação e aprovação das medidas a implementar

Na figura seguinte apresentam-se os custos e benefícios do PPEC 2011-2012 por segmento de consumo, verificando-se que os benefícios excedem de forma considerável os custos, importando salientar particularmente os segmentos do comércio e serviços e a indústria. Importa acrescentar que os benefícios gerados são essencialmente justificados pelos custos evitados dentro do setor elétrico e em menor proporção pelas externalidades ambientais, situação que demonstra que os atuais preços da eletricidade refletem a globalidade dos impactes ambientais.

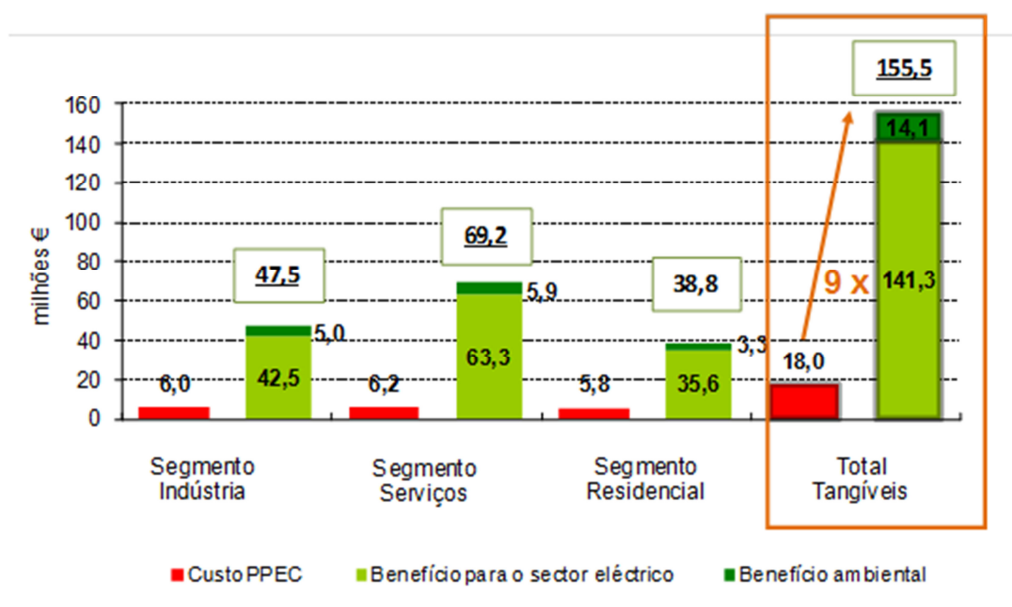



Fig. 9.4: Benefícios *versus* custos do PPEC 2011-2012

Por último, importa reconhecer que a promoção de medidas de eficiência no consumo de energia elétrica contribui para valorizar as três dimensões que orientam a política energética europeia e dos seus estados membros, a saber: concorrência, segurança de abastecimento e sustentabilidade.

A dimensão da concorrência é valorizada na medida em que a implementação de medidas de eficiência energética e de gestão da procura contribui, por um lado, para a existência de situações de excesso de oferta face à procura necessária, com reflexos ao nível da redução dos preços e por outro lado, para o aumento da elasticidade procura-preço designadamente entre períodos horários conduzindo a uma melhor utilização dos recursos do setor elétrico.

[83] Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica para 2007 - Balanço e Resultados, ERSE, Fevereiro 2011.

A segurança de abastecimento é também valorizada na medida em que a implementação de medidas de eficiência no consumo contribui para reduzir a produção de energia elétrica pelas centrais térmicas de custos variáveis mais elevados, designadamente queimando gás natural, situação que origina menores importações de energia primária, contribuindo para a redução da dependência energética de Portugal e da Europa de países terceiros.

Por último a sustentabilidade é também valorizada uma vez que a redução do consumo de energia elétrica associada à implementação de medidas de eficiência no consumo origina necessariamente reduções na queima de combustíveis nas centrais térmicas de tecnologia marginal e consequentemente menores emissões de gases com efeito estufa (CO_2).

Adotando esta última dimensão, compara-se na figura seguinte o custo incorrido pelo setor elétrico na redução de emissões de CO_2 através de ações do lado da oferta e do lado da procura. Do lado da oferta destacam-se as intervenções ao nível do investimento em geração de eletricidade a partir de fontes energéticas renováveis como sejam a eólica ou a energia solar, apresentando-se na figura os sobrecustos líquidos das externalidades ambientais evitadas por estas tecnologias. Estes valores são calculados tendo por base os preços administrativos garantidos que têm vindo a ser pagos à produção em regime especial e preços de energia elétrica no mercado organizado de 50€/MWh, valor utilizado também na valorização das medidas do lado da procura. Do lado da procura destacam-se os benefícios sociais líquidos das quatro edições do PPEC. Verifica-se que a opção pela implementação de medidas de eficiência no consumo de energia elétrica apresenta uma valia económica muito interessante na descarbonização do setor elétrico, situação que justifica a sua promoção no âmbito da regulação setorial exercida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

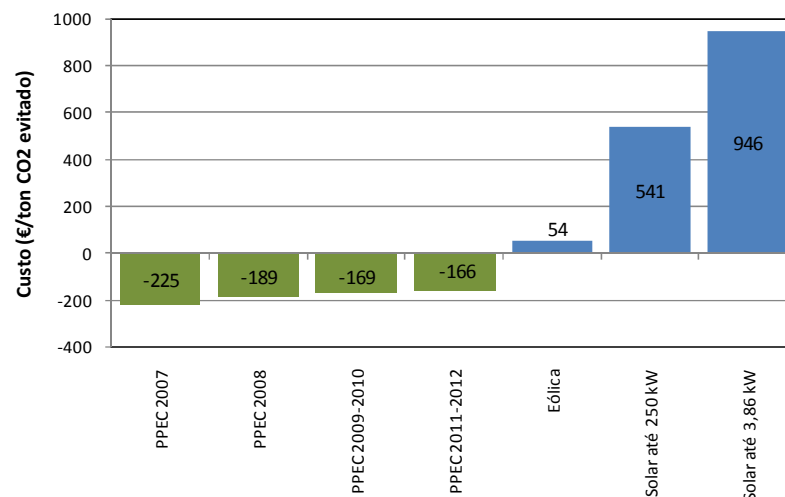



Fig 9.5: Custo incremental associado à redução de emissões de CO_2 no âmbito do setor elétrico

9.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente ponto apresentam-se as razões orientadoras para a promoção de medidas de eficiência no consumo de energia elétrica no âmbito da regulação setorial. O mecanismo concebido para o efeito designa-se por Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica (PPEC).

A metodologia de seleção das medidas a implementar no âmbito do PPEC é apresentada sucintamente. A metodologia permite hierarquizar e selecionar as medidas a apoiar com base num mecanismo competitivo que inclui a definição de critérios técnicos e económicos de valorização das medidas de eficiência no consumo. Demonstra-se que a métrica adotada na seriação das medidas permite assegurar a maximização do retorno social do financiamento, comparativamente com as metodologias habitualmente seguidas nos programas de promoção da eficiência no consumo.

A análise de impactes das medidas candidatas ao PPEC permite mostrar que o apoio a medidas de promoção da eficiência no consumo apresenta benefícios sociais claramente superiores aos custos. O PPEC é um mecanismo de promoção da eficiência no consumo concebido no âmbito da regulação do sector elétrico, complementar de outros instrumentos económicos como o incentivo à produção de energia elétrica de origem renovável, enquadrado na política governamental para a energia no que respeita aos objetivos de redução de gases com efeito de estufa e de redução da dependência externa de fontes energéticas.

Considera-se que a adoção deste programa de promoção da eficiência no consumo de energia elétrica contribui para a promoção da eficiência económica, da segurança do abastecimento de energia elétrica e da sustentabilidade do setor elétrico, com benefícios líquidos positivos para os consumidores, ver 1.6.4 Funcionamento e vantagens dos mercados do carbono.

ANEXO I: OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR TÉRMICO

A1.1 O MODELO DE OTIMIZAÇÃO

O objetivo é satisfazer, a custo mínimo, um dado consumo de energia elétrica. Para resolver este problema, considera-se um modelo constituído por dois estados, no primeiro investe-se num conjunto de tecnologias e no segundo estado opera-se com as tecnologias selecionadas. O modelo, que se vai obter, baseia-se na programação matemática e na sua implementação utilizam-se as técnicas de otimização disponibilizadas pelo software MATLAB.

Admite-se a existência de um conjunto K de tecnologias, a cada elemento $k \in K$ associa-se a potência instalada da respetiva tecnologia, $x(k)$. A curva monótona, que representa o consumo a satisfazer, é decomposta em diferentes segmentos de tempo que pertencem ao conjunto L, $l \in L$. A Fig. A1.1 ilustra a decomposição que corresponde a uma discretização da curva monótona: assume-se que o intervalo de tempo de duração $\tau(l)$ [hora] e o nível de procura $d(l)$ [MW] mantêm a mesma energia que a curva monótona real define.

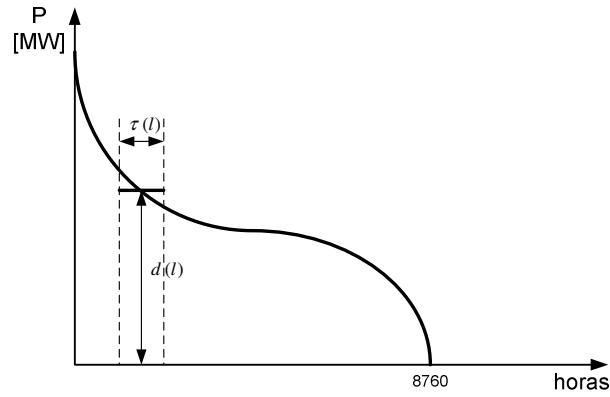



Fig. A1.1: Discretização da curva monótona

Introduz-se ainda a seguinte notação: $x(k)$ é o investimento em potência [MW] da tecnologia $k \in K$, esta tecnologia é operada ao nível $y(k,l)$ no intervalo de tempo $\tau(l)$ quando o nível da procura é dado por $d(l)$. Naturalmente, no ano a duração média de horas é $\sum_l \tau(l) = 8766 hora$ [85].

[85] A duração média do ano é 8766 h. O valor de 8760 h corresponde a um ano não bissexto.

O custo anual do investimento, ou custo fixo, da tecnologia k é $I(k)$, [€/ MW], e o custo variável de produção, que se assume constante, é $c(k)$, [€/ MWh]. PC é o custo da energia não fornecida, expresso em [€/ MWh]. Este valor, na prática, pode variar entre 1000 e 10000 €/ MWh. O valor de PC, fixado pela Regulação, varia habitualmente de 300 a 3000 €/ MWh e pode ser visto como um preço máximo (Price-Cap)[86]; $z(l)$ é a potência não fornecida no intervalo de tempo $\tau(l)$.

O segundo estado do modelo corresponde à minimização do custo de operação do sistema, $Q(x)$, tendo em conta o conjunto de tecnologias disponíveis e as respetivas potências instaladas. É um problema de curto prazo:

$$Q(x) = \min_{y,z} \sum_{l \in L} \left[\sum_{k \in K} c(k)\, y(k,l) + PC\, z(l) \right] \qquad \text{(A1.1)}$$

Com as seguintes restrições

$$0 \le x(k) - y(k,l) \qquad \tau(l)\, \mu(k,l) \qquad \text{(A1.2)}$$

$$0 \le \sum_{k \in K} y(k,l) + z(l) - d(l) \qquad \tau(l)\, \pi(k,l) \qquad \text{(A1.3)}$$

$$0 \le y(k,l) \qquad \text{(A1.4)}$$

Nota: as variáveis duais estão assinaladas à direita das respetivas restrições.

A seleção dos investimentos, tecnologias e respetivas potências instaladas, é uma questão de longo prazo que, naturalmente, tem em conta a subsequente minimização do custo da operação $Q(x)$. Esta última, que corresponde ao segundo estado do modelo, realiza-se após a escolha do conjunto das tecnologias K e respetivas potências instaladas $x(k)$ com $k \in K$.

O problema da minimização do custo de longo prazo, que corresponde ao primeiro estado do modelo, é dado pela função objetivo:

$$F(x,y,z) = \min_{x \ge o} \left[\sum_{k \in K} I(k)\, x(k) + Q(x) \right] \qquad \text{(A1.5)}$$

Submetida às restrições:

[86] O recente desenvolvimento dos mercados elétricos tem dado um contributo para o estabelecimento do valor da energia em situações de rutura, isto é, o custo da energia não fornecida: o valor de PC é da ordem de 10 a 20 vezes o preço médio do sistema.

$$0 \leq x(k) - y(k,l) \qquad \tau(l)\,\mu(k,l) \tag{A1.6}$$

$$0 \leq \sum_{k \in K} y(k,l) + z(l) - d(l) \qquad \tau(l)\,\pi(l) \tag{A1.7}$$

$$0 \leq y(k,l), \quad 0 \leq x(k) \tag{A1.8}$$

A minimização do custo da energia elétrica é pois o objetivo deste anexo e cuja solução corresponde à resolução do problema anterior. Refira-se que no Capítulo 3 tal questão já foi abordada de forma mais didática e próxima da realidade, isto é, sem recorrer aos potentes mas abstratos instrumentos que a programação matemática proporciona; a comparação dos resultados é ilustrada no ponto seguinte.

A1.2 Comparação dos Resultados Obtidos com a Programação Linear e os Obtidos no Capítulo 3 na Otimização do Sistema Produtor

A solução do problema de programação linear é facilmente obtida com o recurso ao software MATLAB. A expressão (A1.5) constitui a função objetivo e as restrições, (A1.6), (A1.7) e (A1.8), estabelecem a matriz das restrições.

A otimização efetuada no Capítulo 3 é retomada no seguinte exemplo. Os resultados das duas metodologias são comparados.

Para satisfazer o consumo de um dado sistema elétrico, há três tecnologias disponíveis: base (1), intermédia (2) e ponta (3). Os parâmetros que caracterizam as diferentes tecnologias são os apresentados na Tabela A1.1, esta contém os dados da Tabela 3.1 do Capitulo 3 mais os referentes à energia não fornecida.

Tabela A1.1

Tecnologia de produção	Custo fixo	Custo variável
	$/MW/Ano	$/MWh
Base (1)	240000	20
Intermédia (2)	160000	35
Ponta (3)	80000	80
Energia Não Fornecida	0	300

O consumo a satisfazer é dado pela curva monótona definida pela seguinte expressão:

$$d = 22000 - 1.37h \tag{A1.9}$$

d é a carga do sistema e h é o número de horas para a carga atingir o nível d, isto é, a potência d.

Para efeitos de aplicação do modelo de programação linear, a curva monótona é discretizada em intervalos de tempo. No caso em análise, utiliza-se 6 intervalos de tempo iguais, como se mostra na Fig. A1.2.

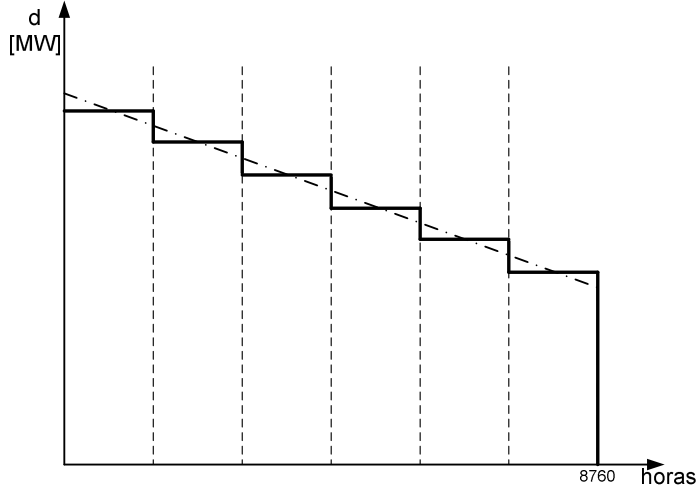



Fig. A1.2: Discretização da curva monótona dada pela expressão (A1.9)

Com a discretização da figura anterior, obtêm-se os seguintes intervalos de tempo, $\tau(l)$, e as respetivas procuras, $d(l)$:

$$\tau(1) = \tau(2) = \tau(3) = \tau(4) = \tau(5) = \tau(6) = 1460\,h$$

$$d(1) = 21000\,MW;\ d(2) = 19000\,MW;\ d(3) = 17000\,MW; d(4) = 15000\,MW; d(5) = 13000\,MW;$$
$$d(6) = 11000\,MW$$

Com a procura discretizada e tendo em conta os parâmetros das tecnologias definidas na Tabela A1.1, construiu-se a função objetivo e a matriz das restrições de desigualdade. Os resultados obtidos com o programa de programação linear são comparados com os verificados no Capítulo 3, como se ilustra na Tabela A1.2.

Tabela A1.2

Tecnologia de operação	Resultados Programação linear	Resultados Capítulo 3
Base	x(1)=15000 MW	x(1)=14694 MW
Intermédia	x(2)=4000 MW	x(2)=4871 MW
Ponta	x(3)=2000 MW	x(3)=2435 MW
CUSTO TOTAL ANUAL	$ 7,597 10^9	$ 7,693 10^9

A comparação dos resultados ilustra diferenças, estas devem-se à discretização considerada. O incremento do número dos intervalos de tempo $\tau(l)$ reduz as diferenças entre os valores da potência instalada. É interessante referir a diferença entre os custos totais anuais nos dois cálculos, ela é da ordem de grandeza de 2%, tal deve-se ao facto de apesar da energia consumida ser a mesma, a potência instalada no cálculo do Capítulo 3 é superior em 1000 MW ao valor respetivo do cálculo da programação linear[87].

A1.3 APLICAÇÃO DO TEOREMA DE KUHN E TUCKER

A função objetivo (A1.5) e as restrições (A1.6), (A1,7) e (A1.8) estabelecem a função dual de Lagrange:

$$G(x,y,z,\mu,\pi)=\min\left\{\begin{array}{l}\sum_{k\in K} I(k)\,x(k)+\sum_{l\in L}\tau(l)\left[\sum_{k\in K}c(k)\,y(k,l)+PC\,z(l)\right]+\\ +\sum_{l\in L}\tau(l)\left[\sum_{k\in K}\mu(k,l)[\,y(k,l)-x(k)]\right]+\\ \sum_{l\in L}\tau(l)\,\pi(l)\left[d(l)-z(l)-\sum_{k\in K}y(k,l)\right]\end{array}\right\} \quad \text{(A1.10)}$$

[87] A diferença de potência total deve-se à redução da potência de ponta a satisfazer pelo facto do primeiro segmento da curva da procura não coincidir com o pico da curva monótona usada no 3º capítulo, e as diferenças na distribuição das potências a instalar devem-se ao facto da curva monótona da parte inferior da Fig. 3.2 ter sido substituída por uma curva em degraus, alterando ligeiramente os pontos de interceção destas curvas com as linhas verticais correspondentes às horas de operação anual de indiferença económica entre duas tecnologias sucessivas. Assinale-se ainda que a não existência de energia não fornecida no resultado dos cálculos se deve ao facto da duração do primeiro degrau da curva segmentada adotada neste exemplo ser demasiado longa.

As condições do Teorema de Kuhn e Tucker, para o problema da operação, estabelecem:

$$0 \leq x(k) - y(k,l) \perp \mu(k,l) \geq 0 \qquad \text{(A1.11)}$$

$$0 \leq \sum_{k \in K} y(k,l) + z(l) - d(l) \perp \pi(l) \geq 0 \qquad \text{(A1.12)}$$

$$0 \leq c(k) + \mu(k,l) - \pi(l) \perp y(k,l) \geq 0 \qquad \text{(A1.13)}$$

$$0 \leq PC - \pi(l) \perp z(l) \geq 0 \qquad \text{(A1.14)}$$

As condições do Teorema de Kuhn e Tucker, para o problema do investimento, estabelecem:

$$0 \leq I(k) - \sum_{l \in L} \tau(l)\, \mu(k,l) \perp x(k) \geq 0 \qquad \text{(A1.15)}$$

É importante dar uma interpretação económica às variáveis determinantes nas relações de (A1.10) a (A1.15).

A variável dual $\mu(k,l)$ é o valor marginal da capacidade k por hora no segmento l. O valor de $\mu(k,l)$ é zero se a capacidade $x(k)$, no intervalo l, não é toda utilizada, isto é, se $x(k) \geq y(k,l)$. A quantia $\tau(l)\mu(k,l)$, em €, traduz o decrescimento marginal do custo de operação do sistema no intervalo de tempo l se se adiciona uma unidade de capacidade k.

O custo marginal da geração por hora no intervalo de tempo l é dado por $\pi(l)$, o qual é igual à soma do custo de operação $c(k)$ mais o custo marginal da capacidade por hora $\mu(k,l)$ da capacidade k quando esta tecnologia está em operação. O preço $\pi(l)$ é fixado no valor PC quando há energia não fornecida no segmento de tempo l.

O critério de investimento é estabelecido pela relação (A1.15). Assim, pode afirmar-se que se deve investir na tecnologia k quando o custo do investimento $I(k)$ é igual soma $\sum_{l \in L} \tau(l)\, \mu(k,l)$. E, para cada tecnologia k, $\sum_{l \in L} \tau(l)\, \mu(k,l)$ corresponde às economias de custos operacionais proporcionadas por cada unidade de potência no conjunto de períodos l. Somatório que, como (A1.15) impõe, deve ser maior ou igual ao investimento nessa unidade de potência $I(k)$, limitando o crescimento da potencia instalada desta tecnologia $x(k)$ ao valor em que esta condição deixa de se verificar.

Para ilustrar os diferentes preços que foram apresentados ao longo do Anexo, considera-se um intervalo de tempo $\bar{l}$ de duração $\tau(\bar{l})$ e a procura solicita a potência $d(\bar{l})$, como se ilustra na Fig. A1.3.

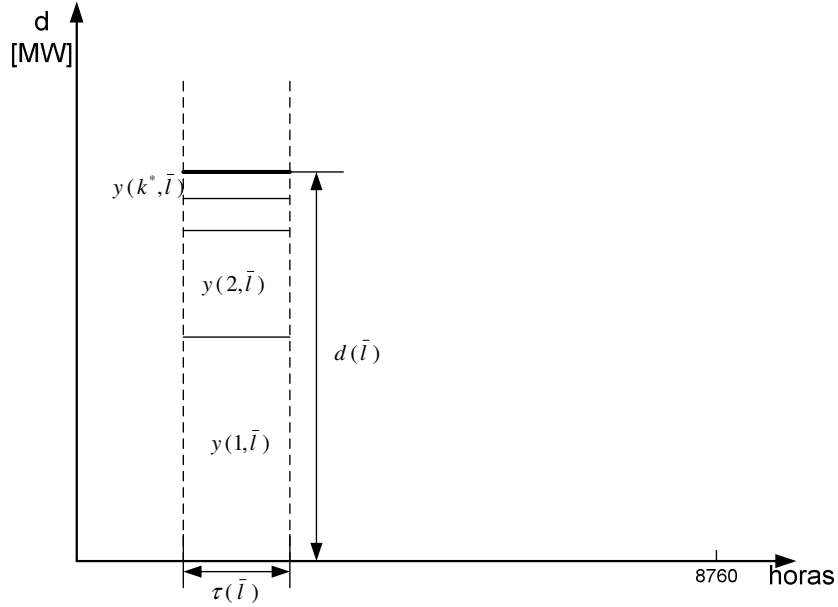



Fig. A1.3: Participação de diferentes tecnologias na satisfação da procura no intervalo $\bar{l}$

No intervalo de tempo $\bar{l}$, para a satisfação da procura $d(\bar{l})$, utilizam-se as tecnologias $k = 1,...,k^*$, as potências verificam:

$$0 = x(k) - y(k,\bar{l}) \qquad k = 1,...,k^* - 1 \tag{A1.16}$$

$$0 < x(k^*) - y(k^*,\bar{l}) \tag{A1.17}$$

$$0 = y(k,\bar{l}) \qquad k > k^* \tag{A1.18}$$

$$\sum_{k \in K}^{k^*} y(k,\bar{l}) = d(\bar{l}) \tag{A1.19}$$

A tecnologia, referenciada por k^*, não utiliza toda a sua potência instalada, é a tecnologia marginal. Pelo facto da potência $x(k^*)$ da tecnologia marginal k^* de cada período l não ser totalmente utilizada, $x(k^*) > y(k^*,l)$, o custo marginal da capacidade $\mu(k^*,l)$ é nulo, pelo que o custo

marginal de geração por hora em cada intervalo de tempo l , $\pi(l)$, é igual ao custo de operação da tecnologia marginal nesse intervalo $c(k*)$.

As tecnologias com $k < k^*$, isto é, de menores custos variáveis, estão a ser utilizadas em pleno, enquanto as tecnologias com $k > k^*$ não participam na alimentação da carga no intervalo de tempo $\bar{l}$.

Nestas condições, verifica-se, para os preços, as seguintes relações:

$$\pi(\bar{l}) = c(k^*) \qquad \text{(A1.20)}$$

$$\mu(k,\bar{l}) = \pi(\bar{l}) - c(k) \qquad k < k^* \qquad \text{(A1.21)}$$

$$\mu(k,\bar{l}) = 0 \qquad k \geq k^* \qquad \text{(A1.22)}$$

No caso em que há energia não fornecida, $z(\bar{l}) \neq 0$, o preço da energia é fixado em:

$$\pi(\bar{l}) = PC \qquad \text{(A1.23)}$$

ANEXO II: OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR COM CENTRAIS TÉRMICAS E HÍDRICAS

A2.1 ESPECIFICIDADES DAS CENTRAIS HIDROELÉTRICAS

Neste Anexo II, introduz-se o tratamento explícito das centrais hidroelétricas. Abandona-se o contexto determinístico em que a análise se tem situado, passando a usar variáveis estocásticas. Evidencia-se a rica informação que as variáveis duais podem proporcionar.

Mantendo a simbologia do Anexo I e utilizando a metodologia de Kuhn e Tucker, pode dispensar-se a hipótese de linearidade das funções, mas continua a ser necessário que estas sejam deriváveis e que o domínio de otimização seja convexo.

As reflexões sobre o significado físico das variáveis duais e a sua utilização resultam da experiência obtida com a conceção e uso do programa Valorágua desde os anos 60 do século passado no planeamento do sistema produtor e na revisão e atualização do sistema tarifário da eletricidade.

A consideração de centrais hidroelétricas conjuntamente com as térmicas passa pela introdução do problema de curto prazo, apresentado no Anexo I, o qual é retomado com a mesma simbologia.

A curva da evolução temporal do consumo ao longo do ano (ou de outro intervalo de tempo) é decomposta em intervalos de tempo coerentes, $l \in L$. A Fig. A2.1 exemplifica a decomposição que corresponde a uma discretização da curva da evolução temporal da carga, genericamente obtém-se o intervalo de tempo de duração $\tau(l)$ [hora] e o nível de procura $d(l)$ [MW].

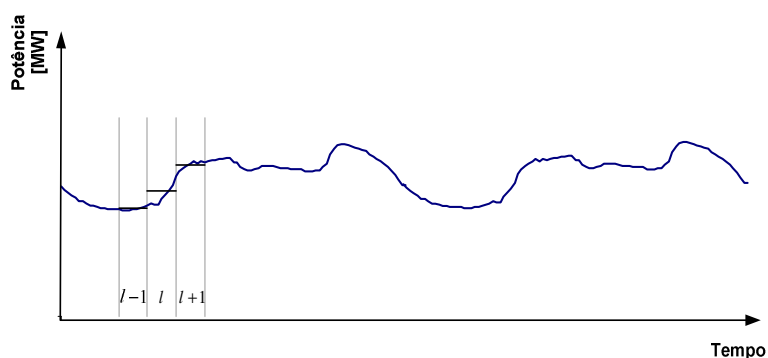



Fig. A2.1: Discretização da curva da evolução temporal da carga

Para a satisfação da carga, ilustrada na figura anterior, admite-se a existência de um conjunto K de tecnologias térmicas, a cada elemento $k \in K$ associa-se a potência instalada da respetiva tecnologia $x(k)$ e um conjunto J de tecnologias hídricas, a cada elemento $j \in J$ associa-se a potência

instalada da respetiva tecnologia, $x(j)$. As tecnologias térmicas e hídricas operam no intervalo de tempo $\tau(l)$ com as potências $y(k,l)$ e $y(j,l)$, respetivamente.

O custo anual do investimento, ou custo fixo, da tecnologia térmica k é $I(k)$, [€/ MW], e o custo variável de produção, que se assume constante, é $c(k)$, [€/ MWh]. O custo fixo associado à potência instalada da tecnologia hidroelétrica j é $I(j)$, [€/ MW], e desprezam-se os pequenos custos operacionais considerando $c(j)=0$ [88]. O custo fixo associado à energia da tecnologia hidroelétrica j é $H(j)$, [€/ MWh][89]. PC é o custo da energia não fornecida, expresso em [€/ MWh].

Nestas condições, a minimização do custo de operação do sistema, $Q(x)$, é expressa por:

$$Q(x) = \min_{y,z} \sum_{l \in L} \left[\tau(l) \sum_{k \in K} c(k)\, y(k,l) + PC\, z(l) \right] \qquad \text{(A2.1)}$$

com as seguintes restrições:

$$0 \le x(k) - y(k,l) \qquad \tau(l)\, \mu(k,l) \qquad \text{(A2.2)}$$

$$0 \le \sum_{k \in K} y(k,l) + \sum_{j \in J} y(j,l) + z(l) - d(l) \qquad \tau(l)\, \pi(l) \qquad \text{(A2.3)}$$

$$0 \le y(k,l) \qquad \text{(A2.4)}$$

---

[88] Na verdade, os pequenos custos operacionais das centrais hidroelétricas não são desprezados, mas sim incluídos nos custos fixos anuais $I(j)$, considerados, nesta aproximação, proporcionais à potência instalada $x(j)$, e não à energia $\sum_l \tau(l) y(j,l)$

[89] Por fidelidade à simbologia usada no Anexo I, continuamos a representar o custo fixo total de uma central térmica ou hídrica por $I(k)x(k)$ e $I(j)x(j)$ mas, no âmbito da utilização do teorema de Kuhn e Tucker, seria possível usar funções não lineares $\Phi(x)$. Neste caso, nas expressões A2.18, A2.19 e A2.20, relativas ao problema de longo prazo, $I(k)$, $I(j)$ e $H(j)$ corresponderiam às derivadas $\partial\Phi(x)/\partial x$, e $\partial\Phi(x)/\partial v$, isto é, corresponderiam a custos fixos marginais e não necessariamente a custos fixos médios dos equipamentos em causa. Na prática do planeamento do desenvolvimento do sistema electroprodutor, esta diferenciação tem pouco interesse. Com efeito, qualquer novo aproveitamento pode ser considerado pequeno relativamente ao sistema em que vai integrado e o seu custo fixo pode ser aceitavelmente representado por uma expressão linear. Por outro lado, o dimensionamento interno do aproveitamento é realizado exogenamente ao planeamento do sistema produtor, e os custos marginais da potência ou da captação de mais afluências são normalmente feitos coincidir com os custos médios.

A produção das centrais hídricas j é sujeita à restrição suplementar de, em cada intervalo l, não ultrapassar um limite de produção, $v(j,l)$, correspondente ao volume de água utilizável em cada período l (em unidades de energia, para dispensar a explicitação de coeficientes energéticos[90]):

$$0 \leq v(j,l) - \tau(l)\, y(j,l) \qquad\qquad \tau(l)\, \gamma(j,l) \qquad \text{(A2.5)}$$

A estas restrições sobre o volume de produção em cada intervalo l deve-se associar as variáveis duais $\tau(l)\ \gamma(j,l)$, onde $\gamma(j,l)$ corresponde ao valor unitário água por unidade de energia (valia da água) traduzindo a economia de custos operacionais proporcionada nas restantes centrais, térmicas ou não, pelo acréscimo duma unidade em $v(j,l)$.

O somatório

$$\sum_{l \in L} \tau(l)\, y(j,l)\, \gamma(j,l) \qquad \text{(A2.6)}$$

representa a valia da água utilizada no conjunto L dos intervalos l na central j. É semelhante à soma dos custos operacionais das centrais térmicas, dominantemente constituídos por combustível[91] e expressos por:

$$\sum_{l \in L} \tau(l)\, y(k,l)\, c(k) \qquad \text{(A2.7)}$$

---

[90] O tratamento dos volumes de água em unidades de energia, adotado nesta nota para não complicar demasiado as expressões, é uma aproximação frequente que não implica perda de rigor do modelo matemático. Exige a adoção dum sistema hidroelétrico aproximadamente equivalente ao real, com centrais isoladas, isto é, sem transferências de água entre elas. Para além disso, as afluências são expressas em energia nas quedas totais de cada aproveitamento e apenas são atribuídas a cada aproveitamento as afluências da bacia própria e não as da bacia total. A menor qualidade dos resultados obtidos com esta aproximação não resulta do modelo de cálculo mas da não aderência do sistema equivalente ao sistema real. O modelo Valorágua dispensa esta aproximação, tratando as afluências em água.

[91] Nestes modelos de cálculo, as centrais térmicas podem ser consideradas como um caso particular duma mesma identidade matemática representando uma central elétrica de qualquer tipo, onde as quantidades de intrante (combustível, água, vento) não estão sujeitas a limites quantitativos, ou seja, onde a variável dual associada $\gamma(k,l)$ é considerada nula ou a quantidade de energia produzida $\tau(l)\,y(k,l)$ sujeita a um limite sempre inativo, como por exemplo $\tau(l)\,y(k,l) \leq \tau(l)\,x(k)$,

Não são todavia de excluir casos especiais em que haja interesse em usar estas desigualdades, nomeadamente, no tratamento de problemas transitórios de abastecimento, devidos a greves, acidentes ou condições meteorológicas adversas, que podem impor a adoção de limitações quantitativas de produção. Ocorrência em que a utilização da entidade matemática generalizada oferece a possibilidade de as tratar devidamente, sem ter de recorrer ao expediente de subir o preço operacional, como sucede quando algumas centrais térmicas a gás natural têm combustível limitado, mas não necessariamente mais caro, durante os períodos de maior procura deste combustível.

A representação dos diferentes tipos de centrais ou tecnologias por uma mesma entidade matemática simplifica as expressões e, graças à abundante oferta de memória existente nos atuais computadores, desvaloriza-se o contra argumento de que exigem mais memórias, raramente utilizadas.

Aliás, seguindo esta prática, as próprias potências não satisfeitas, z(l), também podem ser representadas por um subconjunto das mesmas entidades matemáticas. Opção que permite variar o valor das penalidade ou indemnizações pelo não fornecimento de energia segundo escalões de potência não satisfeita, ou simular contractos de interrupção de fornecimentos.

mas não a substitui. (Na verdade, se não transferíssemos os custos operacionais das centrais hidroelétricas para os custos fixos $I(j)$, fazendo $c(j)=0$ este último somatório mantinha-se válido e útil).

Na análise de curto prazo, os valores $v(j,l)$ são tratados como dados, sendo, na realidade, previamente calculados, recorrendo a modelos adequados, como a seguir se descreve.

A2.2 GESTÃO DAS RESERVAS DE ÁGUA

Para aproveitamentos com pequena capacidade de regulação e com relativamente grandes bacias hidrográficas, geralmente designados por aproveitamentos a fio de água, as afluências de cada intervalo $a(j,l)$ são fáceis de prever a curto prazo, com base nos caudais dos intervalos antecedentes e nas previsões meteorológicas. Neste tipo de aproveitamentos, tem-se $v(j,l)=a(j,l)$.

O tratamento dos geradores eólicos pode ser sujeito a um tratamento semelhante. A curto prazo, a previsão das energias disponíveis em cada intervalo e para um dado aproveitamento é proporcionada pela meteorologia. A longo prazo, já se vai dispondo de registos de vento abrangendo alguns anos, proporcionando um tratamento estocástico das quantidades de energia $v(j,l)$ associadas a cada aproveitamento, j, e no intervalo, l.

Para aproveitamentos hidroelétricos com grande capacidade de regularização (semanas ou meses) e bacias hidrográficas relativamente pequenas, habitualmente designados por aproveitamentos de albufeira, o volume de água a utilizar em cada período, $v(j,l)$, tem de atender à variação das reservas de água entre o início $r(j,l)$ e o fim do intervalo $r(j,l+1)$ [92].

$$v(j,l) = a(j,l)+r(j,l)-r(j,l+1) \qquad \text{(A2.8)}$$

Note-se que nos aproveitamentos sem regulação verifica-se $r(j,l)=r(j,l+1)$, reserva de valor não necessariamente nulo, pelo que a expressão anterior também é aplicável aos aproveitamentos a fio de água, que podem ser considerados um caso particular dos aproveitamentos de albufeira. Assim, pode dispensar-se a classificação dos aproveitamentos em fios de água e de albufeira, bastando indicar as respetivas reservas no início e fim de cada período.

[92] No modelo Valorágua, que inclui a rede hídrica, os fluxos e as reservas de água são tratados em unidades de volume e os coeficientes energéticos incluem as alturas de queda reais, correspondentes aos volume de água existentes nas albufeiras de montante e de jusante, em cada período.

Todavia, nos aproveitamentos com capacidade de regularização significativa, o conhecimento prévio dos volumes disponíveis em cada intervalo $v(j,l)$ pressupõe uma boa gestão das reservas de água existentes, isto é, exige que, tanto quanto possível, $\gamma(j,l)$, valor marginal da água utilizada em cada intervalo, seja igual a $\Gamma(j,l+1)$ valor marginal (esperado) da água transferida para utilização posterior. Com efeito, se não se verificar a igualdade $\gamma(j,l) = \Gamma(j,l+1)$, isto é, se $\gamma(j,l)$ for maior (menor) que $\Gamma(j,l+1)$ então deve tentar-se usar mais (menos) água no intervalo l, até conseguir a igualdade. E, pode desde já concluir-se que $\Gamma(j,l+1)$ depende da quantidade das reservas de água existentes no fim do intervalo $r(j,l+1)$, decrescendo com elas. A figura seguinte ilustra, ao longo dos intervalos de tempo, o valor marginal da água utilizada, $\gamma(j,l)$ e o valor marginal (esperado) da água transferida para utilização posterior, $\Gamma(j,l)$.

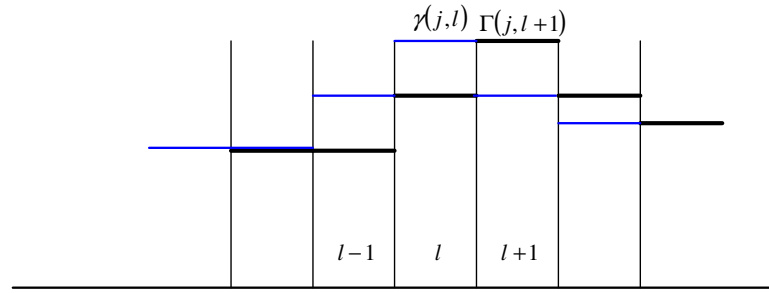



Fig. A2.2: Evolução ao longo do tempo dos valor marginal da água utilizada, $\gamma(j,l)$ e o valor marginal (esperado) transferida para utilização posterior, $\Gamma(j,l)$

Embora as reservas de água sejam variáveis contínuas, é cómodo calcular $\Gamma(j,l)$ num conjunto discreto de reservas de água, igualmente espaçadas, $r(i,j,l)$, onde $i \in I$ ($\# I$ da ordem da dezena), obtendo-se $\Gamma(i,j,l)$, isto é, o valor esperado da água associado à reserva i. O valor de Γ correspondente a volumes intermédios de reservas será obtido por interpolação. Por outro lado, como as afluências futuras são aleatórias, $\Gamma(i,j,l)$ deve ser entendido como uma esperança matemática.

A determinação do conjunto de valores $\Gamma(i,j,l+1)$, esperança do valor marginal da água nos intervalos posteriores a *l* que minimiza o custo de exploração no conjunto de intervalos $l \in L$, pressupõe a resolução do problema de otimizar a gestão das reservas de água a médio prazo e exige o recurso a modelos de programação dinâmica simulando a exploração do sistema produtor com as afluências do passado no sentido contrário à evolução do tempo.

Estes cálculos partem de um conjunto de valores de água $\Gamma(i,j,\# L+1)$, arbitrariamente atribuídos no início do intervalo $l = \# L+1$, geralmente retirado de estudos anteriores semelhantes. E, utilizando

o modelo de curto prazo (A2.1) no intervalo $l = \# L$, para cada valor i de um conjunto de reservas iniciais $r(i, j, l)$ considerado, procura-se a reserva final $r^*(j, \# L+1)$ que proporciona valores marginais a curto prazo da água no intervalo em estudo $\gamma^*(i, j, \# L)$ obedecendo à condição de ser igual ao valor esperado da água nos períodos seguintes $\Gamma(j, \# L+1)$. Note-se que nem o valor ótimo de reserva final $r^*(j, \# L+1)$ que proporciona $\gamma^*(i, j, \# L)$ = $\Gamma(j, \# L+1)$ nem este valor de $\Gamma(j, \# L+1)$ têm de pertencer ao conjunto $i \in I$, sendo normalmente obtidos por interpolação.

Em contexto determinista, o valor $\gamma^*(i, j, \# L)$ seria atribuído a $\Gamma(i, j, \# L)$. Contudo, sendo sucessivamente consideradas todas as afluências de uma amostra das verificadas no passado em intervalos homólogos, a $\Gamma(i, j, \# L)$ será atribuído o valor da esperança matemática de $\gamma^*(i, j, \# L)$, igual à média aritmética dos valores obtidos se cada afluência da amostra for considerada equiprovável[93]. As afluências são determinadas pelos regimes hidrológicos considerados.

Ao conjunto de valores de afluências verificadas no passado em períodos sucessivos dum mesmo ano era costume chamar regime hidrológico, agora generalizado para regime hidrológico/eólico.

Obtido o conjunto dos valores de $\Gamma(i, j, \# L)$, para cada $i \in I$ e para cada $j \in J$, ficamos aptos a tratar o intervalo anterior $\# L - 1$[94].

Repetindo sucessivamente o processo em cada intervalo anterior, resulta o conjunto de $\Gamma(i, j, l)$ a partir de $\Gamma(i, j, l+1)$, para qualquer $l \in L$, $i \in I$ e $j \in J$.

Segundo a teoria da programação dinâmica e verificadas determinadas condições de convergência, depois de se simular a exploração no sentido contrário ao dos tempos durante um número suficiente

---

[93] Se, como sucede no modelo Valorágua, o cálculo da energia produzida numa central hidroelétrica atende às alturas de queda proporcionadas pelas reservas existentes, o valor de água obtido inclui o chamado efeito “altura de queda”. Por exemplo, no fim da estação húmida uma elevada probabilidade de descarregamento pode aconselhar a turbinar já, mas a manutenção de alturas de queda elevadas valorizaria os turbinamentos com as afluências que vão chegando, aconselhando a retardar o seu turbinamento. O cálculo do valor da água com um modelo que atenda às alturas de queda, o que não sucede com o apresentado nesta nota, resolve implicitamente este compromisso, mantendo a água enquanto a esperança de acréscimo de valor por aumento de altura de queda compensa a esperança de decréscimo de valor por aumento de probabilidade de descarregamento.

[94] Na prática, quando o número de períodos é elevado, o cálculo das curvas de valor esperado da água, $\Gamma(j, l)$, não é feito intervalo a intervalo, mas por subconjuntos M, de intervalos consecutivos abrangendo uma mesma semana ou mês, aceitando-se que cada albufeira, j, tenha um valor de água, $\gamma^*(j, l)$ comum ao conjunto destes períodos, $l \in M$.

O programa Valorágua foi inicialmente parametrizado para calcular 12 curvas de valor esperado da água Γ por ano, correspondentes ao fim de cada mês. Nesta opção não se teve apenas em conta a economia de tempo de cálculo, mas o facto de o registo de afluências aos aproveitamentos então disponíveis serem por meses. O desdobramento dos valores mensais em semanais, por mera divisão proporcional ao tempo, conduziria aos mesmos resultados.

Dentro de cada mês eram considerados 5 patamares de carga, com desigual duração e não necessariamente pertencentes a um diagrama monotonamente decrescente.

de intervalos, (2 ou 3 anos) os valores de obtidos para $\Gamma(i, j, l)$ passam a ser independentes dos valores de partida[95].

A convergência para valores de utilização da água em intervalos futuros independentes dos valores de partida é favorecida por elevadas probabilidades de descarregamento de afluências no fim da estação húmida ou de esgotamento de reservas nos fins de estiagem, como geralmente sucede em sistemas electroprodutores dominantemente hidroelétricos, e, ainda, pela existência de centrais térmicas com diversificados custos operacionais. A consideração de elevados valores para as penalidades por energia não satisfeita ou a adoção de uma taxa de atualização entre intervalos, desejavelmente igual à taxa de juro utilizada na tesouraria, também favorece esta convergência.

Por outras palavras, a convergência para boas regras de gestão das reservas, isto é, para um bom conjunto de valores $\Gamma(i, j, l)$, é favorecida e acelerada:

a) pela possibilidade de reduzir descarregamentos, antecipando uma maior utilização da água através do oportuno abaixamento dos valores atribuídos à sua utilização futura, e assim conduzindo as centrais hidroelétricas para atempado serviço de base;

b) pela prevenção duma forte redução das potências hidroelétricas, inesperada e concentrada no tempo, devido a súbita falta de água, acautelando essa escassez, através da gradual e atempada elevação dos valores atribuídos à utilização futura da água, o que permite antecipar a substituição de produção hidroelétrica por térmica, bem como minimizar a energia não satisfeita, distribuindo-a por períodos mais longos embora com potências mais reduzidas[96]; e

c) pela concentração das produções térmicas nas centrais de menores custos operacionais com energia disponível nos períodos de menor procura, se possível e necessário recorrendo à bombagem, acumulando água enquanto o seu valor esperado se mantiver inferior ou igual àqueles custos[97].

---

[95] Quando o conjunto de períodos não é suficientemente longo, como sucede frequentemente em estudos relativos a um ano, procede-se a uma extensão expedita, como a que consiste em repetir sucessivamente os cálculos no mesmo conjunto de períodos mas substituindo o valor de $\Gamma(i, j, \# L+1)$ pelo valor $\Gamma(i, j, 1)$ resultante da passagem anterior.

[96] Este efeito de distribuir no tempo eventuais ocorrências de energia não satisfeita é desejável porque se admite que os prejuízos associados são crescentes com a potência, mas só é conseguido através da representação das potências não satisfeitas por escalões de penalidades crescentes ou admitindo que o valor unitário desta penalidade PC não é constante mas crescente com a potência. Com efeito, se o valor das penalidades não depender da potência não servida, para o modelo é indiferente que a energia esteja concentrada no tempo ou não.

[97] Desprezar os custos de transferência de água entre albufeiras, como sucede em modelos de simulação que ignoram as perdas nos circuitos hidráulicos e nas redes de transporte de energia elétrica, muitas vezes omissas, pode introduzir dificuldades de convergência no cálculo do valor futuro da água, sobretudo se os riscos de descarregamento e de esvaziamento de cada albufeira são pouco diferenciados.

Temendo dificuldades de convergência na obtenção de valores da água independentes dos valores de partida, questão importante nos anos 70 devido ao elevado custo de utilização e à limitada velocidade de cálculo dos computadores de então, no programa Valorágua, os volumes de água nas albufeiras são tratados em conjunto $R(l) = \sum_{l} r(j, l)$, embora distribuídos

Em representações gráficas de $\Gamma(i, j, l)$, é usual referir os vetores $\Gamma_{j,l}(i)$, como curvas do valor (futuro) da água, para a albufeira j no intervalo l, em função da reserva considerada, $r_{j,l}(i)$, Fig.A2.3.

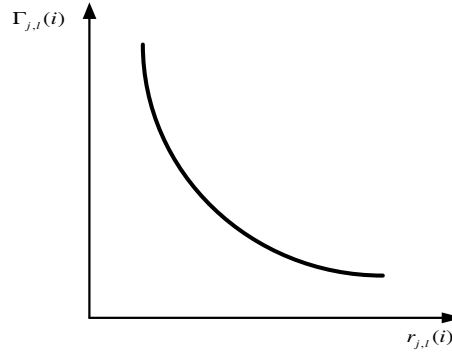



Fig. A2.3: Representação do valor marginal (esperado) transferida para utilização posterior, $\Gamma_{j,l}(i)$ em função da reserva considerada $r_{j,l}(i)$

As curvas do valor (futuro) da água têm a forma de arcos de concavidade voltada para cima e para a direita, evidenciando o decrescimento do valor com a reserva. Quando as curvas de sucessivos intervalos são representadas na mesma figura, os arcos correspondentes aos períodos secos são superiores aos dos períodos húmidos.

Outra forma muito comum de representar graficamente $\Gamma(i, j, l)$ é no plano (i, l), através das curvas de isovalor, correspondentes a valores discretos de Γ, geralmente coincidentes com os valores dos custos operacionais das centrais térmicas $c(k)$. Estas curvas, usualmente designadas por curvas guia das centrais térmicas, têm a forma de bossas com as maiores reservas nos períodos húmidos e

---

por cada albufeira j segundo uma regra de repartição, exógena. Regra que procura igualar as probabilidades de descarregamento no fim das épocas húmidas e de esgotamento no fim das épocas secas.

Graças a esta regra de repartição, estabelecendo uma relação biunívoca entre $R(l)$ e cada $r(j,l)$, era fácil converter $\Gamma(i, j, l)$ em $\Gamma(i, l)$ e vice-versa.

Com a crescente velocidade de cálculo e a redução de custo em memória que os computadores foram oferecendo, ainda se discutiu e estudou a forma de dispensar esta regra de repartição, que passaria a estar incluída de forma implícita no processo de otimização de gestão da água. Projeto a que não foi dada continuidade.

O mesmo sucedeu com o projeto de aproveitar as correlações entre afluências de meses consecutivos, escolhendo as afluências a associar a cada $R(i,l)$ que têm maior probabilidade de ocorrer com esse nível de reservas, e assim melhorar a eficiência económica do subsistema hidroelétrico. Objetivo que o acima citado projeto de aperfeiçoamento também incluía, mas que ficou reduzido ao expediente de associar a cada valor inicial das reservas $R(i,l)$ apenas um subconjunto das afluências verificadas no passado, utilizando as correspondentes aos regimes mais húmidos com reservas mais elevadas e as correspondentes a regimes mais secos com as reservas mais baixas; e alterando gradualmente o grupo de afluências a utilizar com reservas intermédias.

A redução assim conseguida nos custos de exploração indiciava interesse em dar continuidade a este processo. Com efeito. a qualidade da gestão das reservas de água pode ser avaliada pela comparação dos valores da função objetivo $Q(x)$ dado por (A1.1) correspondentes a diferentes conjuntos $\Gamma(i, j, l)$ e mantendo todos os restantes dados..

as menores nos períodos secos. E, evidenciando o decrescimento do valor da água com as reservas existentes, as curvas correspondentes às centrais de base andam por cima das centrais de ponta.

A2.3 OTIMIZAÇÃO A CURTO PRAZO

Uma vez obtido o conjunto de valores futuros da água $\Gamma(i, j, l)$, a otimização da exploração a curto prazo pode e deve ser conseguida pelos mesmos modelos de simulação que serviram para a sua determinação[98]. Modelos que agora serão usados no sentido dos tempos e utilizando como reserva inicial de cada intervalo $l+1$, a reserva final resultante da exploração do intervalo anterior l, cumprindo a condição $\gamma(j,l)=\Gamma(j,l+1)$. (Note-se que esta reserva inicial já não tem de pertencer ao conjunto correspondente aos valores i, utilizados para calcular $\Gamma(i, j, l)$).

Ao passar de intervalo para intervalo deve respeitar-se a ordem cronológica das afluências verificadas em períodos homólogos do passado, guardando as correlações existentes entre afluências de intervalos consecutivos. O mesmo procedimento deve ser seguido quanto às produções eólicas e, tanto quanto possível, deve ser respeitada a simultaneidade destes dados com os das afluências, condição difícil de cumprir por os registos relativos às centrais eólicas serem muitos menos longos do que os relativos às hidroelétricas.

É interessante seguir a curva de evolução das reservas no tempo. Se a hidraulicidade diminui, as reservas tendem a descer, mas ao atingir a curva guia correspondente a uma central térmica, k, indicando a indisponibilidade de água proporcionando energia com custo operacional igual ou inferior ao dessa central térmica, a albufeira perde prioridade sobre esta central, que aumenta a sua contribuição em energia, eventualmente alimentando centrais de bombagem, pelo menos, enquanto as reservas correspondentes se mantêm naquela curva guia ou abaixo dela. Se esta central não é muito potente e/ou se as afluências continuam a escassear, a evolução das reservas poderá descolar dessa curva guia, continuando a subir em valor esperado, até atingir a curva guia correspondente à central $k+1$, sucedendo então o mesmo com esta central.

Se, pelo contrário, a hidraulicidade aumenta, as reservas tendem a subir, mas ao atingir a curva guia correspondente a uma central, k, indicando a disponibilidade de água proporcionando energia com custo operacional igual ou inferior ao desta central, a albufeira adquire prioridade sobre esta central térmica, que reduz a sua contribuição em energia, à estritamente necessária à satisfação dos consumos em potência e suspendendo eventuais fornecimentos para bombagem. Se a central não é muito potente e/ou as afluências continuam abundantes, a evolução das reservas poderá descolar

[98] Atendendo a que a determinação do valor futuro da água exige um volume apreciável de cálculo, alguns autores recomendavam usar versões simplificadas do modelo de simulação. Atualmente, esta recomendação não tem sentido económico.

daquela curva guia, continuando a baixar em valor esperado, e atingir a curva guia correspondente à central $k-1$, sucedendo então o mesmo com esta central.

Para cada regime considerado na simulação da exploração, obtêm-se diferentes valores para as variáveis, $y(k,l)$, $\mu(k,l)$, $y(j,l)$, $\mu(j,l)$, $\gamma(k,l)$ e $\pi(l)$. O mesmo sucede com o valor da função objetivo $Q(x)$ dado por (A2.1). Note-se que os valores destas variáveis não são influenciados pelos valores atribuídos aos custos fixos nem pela função que os representa.

Por comodidade de escrita, foram adotados os mesmos símbolos como representantes do valor associado à esperança matemática do conjunto dos regimes, e não necessariamente como referente a um regime isolado, como vínhamos fazendo até aqui. Esperamos que a sagacidade do leitor, ajudada pelo contexto e conteúdo da frase, saiba destrinçar quando se trata de um regime particular ou da esperança matemática relativa a um determinado conjunto de regimes, sendo oportuno lembrar que o operador esperança matemática goza das mesmas propriedades associativas e distributivas da adição, e coincide com a média aritmética se os regimes abrangidos forem considerados equiprováveis.

A2.4 Otimização de Longo Prazo

Considere-se o problema de longo prazo, que trata da otimização do equipamento.

Para além dos custos relativos à potência hidroelétrica (turbo-grupos e condutas forçadas), $I(j)$, tratados como os de qualquer central térmica, deve ainda considerar-se os custos de equipamento hidroelétrico correspondentes à obtenção das afluências e de acumulação das reservas. Aos custos do equipamento hidroelétrico correspondem as parcelas $H(j)\sum_{l\in L} v(j,l)$, onde $H(j)$ é o custo da obtenção de mais uma unidade de água (em energia e em esperança matemática)[99]:

$$F(x,y,z) = \min_{x\geq o}\left[\sum_{k\in K} I(k)\,x(k) + \sum_{j\in J} I(j)\,x(j) + \sum_{j\in J} H(j)\sum_{l\in L} v(j,l) + Q(x)\right] \qquad \text{(A2.9)}$$

[99] Se, já para as centrais térmicas, a hipótese de considerar o seu custo total $(I(k)x(k))$ proporcional a $x(k)$ é difícil de aceitar e obriga a individualizar os grupos geradores duma mesma central, a não linearidade, bem como a existência de termo fixo, são muito mais acentuadas nos aproveitamentos hidroelétricos, sobretudo na parte da captação e acumulação das afluências, facto que não reduz o interesse destas análises, quer na escolha entre novos aproveitamentos, quer no dimensionamento em potência, no tamanho da albufeira e na captação das afluências suplementar de pequenas bacias adjacentes. Assim, na afinação do dimensionamento de cada aproveitamento, devemos considerar $I(j)$ e $H(j)$ como valores marginais e não médios, aplicáveis às potências e à captação e regularização de afluências ao aproveitamento em causa.

Onde $Q(x)$, dado por (A2.1), é a função que minimiza o custo de operação do sistema, submetida às restrições de (A2.2) a (A2.5).

A função objetivo (A2.9) submetida às respetivas restrições estabelecem a função dual de Lagrange:

$$G(x,y,z,\mu,\pi)=\min\left\{\begin{array}{l}\sum_{k\in K} I(k)\,x(k)+\sum_{j\in J} I(j)\,x(j)+\sum_{j\in J} H(j)\sum_{l\in L} v(j,l)+\\ +\sum_{l\in L}\tau(l)\left[\sum_{k\in K} c(k)\,y(k,l)+PC\,z(l)\right]+\\ +\sum_{l\in L}\tau(l)\left[\sum_{k\in K}\mu(k,l)[y(k,l)-x(k)]\right]+\\ +\sum_{l\in L}\tau(l)\left[\sum_{j\in J}\mu(j,l)[y(j,l)-x(j)]\right]+\\ +\sum_{l\in L}\tau(l)\,\pi(l)\left[d(l)-z(l)-\sum_{k\in K} y(k,l)-\sum_{j\in J} y(j,l)\right]+\\ +\sum_{l\in L}\sum_{j\in J}\gamma(j,l)\left[\tau(l)\,y(j,l)-v(j,l)\right]\end{array}\right\} \quad \text{(A2.10)}$$

As condições do Teorema de Kuhn e Tucker, para o problema da operação (curto prazo), estabelecem:

$$0\le x(k)-y(k,l)\perp \mu(k,l)\ge 0 \quad \text{(A2.11)}$$

$$0\le x(j)-y(j,l)\perp \mu(j,l)\ge 0 \quad \text{(A2.12)}$$

$$0\le v(j,l)-\tau(l)\;y(j,l)\perp \gamma(j,l)\ge 0 \quad \text{(A2.13)}$$

$$0\le \sum_{k\in K} y(k,l)+\sum_{j\in J} y(j,l)+z(l)-d(l)\perp \pi(l)\ge 0 \quad \text{(A2.14)}$$

$$0\le c(k)+\mu(k,l)-\pi(l)\perp y(k,l)\ge 0 \quad \text{(A2.15)}$$

$$0\le \mu(j,l)+\gamma(j,l)-\pi(l)\perp y(j,l)\ge 0 \quad \text{(A2.16)}$$

$$0\le PC-\pi(l)\perp z(l)\ge 0 \quad \text{(A2.17)}$$

As condições do Teorema de Kuhn e Tucker, para o problema do investimento (longo prazo), estabelecem:

$$0\le I(k)-\sum_{l\in L}\tau(l)\,\mu(k,l)\perp x(k)\ge 0 \quad \text{(A2.18)}$$

$$0 \leq I(j) - \sum_{l \in L} \tau(l)\, \mu(j,l) \perp x(j) \geq 0 \qquad \text{(A2.19)}$$

$$0 \leq H(j) - \sum_{l \in L} \gamma(j,l) \perp \sum_{l \in L} v(j,l) \geq 0 \qquad \text{(A2.20)}$$

Recorde-se que para as centrais hidroelétricas, os reduzidos custos operacionais estão incluídos nos custos fixos anuais, isto é, em $I(j)$, anulando $c(j)$, e que são impostos limites de produção por intervalo e central, de forma a que a sua produção tem de satisfazer a condição (A2.13).

Na otimização de longo prazo, para a central hidroelétrica, tem que considerar-se o dimensionamento do equipamento em potência, estabelecido pela expressão (A2.19), tal como numa central térmica. E há ainda a considerar o dimensionamento do equipamento de captação e regularização de afluências, expresso pela condição (A2.20).

Relembremos também que o custo mínimo da exploração, $Q(x)$, continua dado por

$$Q(x) = \min_{y,z} \sum_{l \in L} \left[\sum_{k \in K} \tau(l) c(k)\, y(k,l) + PC\, z(l) \right]$$

mas $Q(x)$ deve agora ser entendido em esperança matemática. Cobre todos os custos operacionais e ainda eventuais indemnizações por energia não satisfeita.

$\pi(l)$ é a variável dual associada à satisfação da procura, estabelecida pela condição (A2.14). Como valor marginal da energia produzida em cada período, $\pi(l)$ corresponde ao custo de substituição no intervalo l da energia de qualquer central então presente, cobrindo todos os custos de produção, não só operacionais e de eventuais indemnizações por energia não satisfeita, como ainda custos de equipamento, minimizando os custos de longo prazo, incluindo equipamento, e não apenas a, minimização dos custos de operação[100].

[100] O facto de $\pi(l)$ ser igual ao custo variável $c(k^*)$ da central marginal no período l não nos deve fazer esquecer que equivale aos custos totais de todas as centrais participando na satisfação da procura nesse período.
Dentro do anterior paradigma de grandes empresas monopolistas muito integradas, o valor de $c(k^*)$ era credenciado pela forte hierarquia existente e proporcionava um bom referencial para a determinação de $\pi(l)$, mas tal não sucede no atual contexto de mercados organizados, sendo ineficaz admitir que a regulação tem força e informação suficientes para validar os custos variáveis de cada central presente no mercado em cada momento. Assim, em mercado regulado, faz mais sentido que o valor de $\pi(l)$, custo total da energia produzida pelas centrais em concorrência seja descentralizadamente proposto por cada central. E de forma responsabilizada, ou seja, segundo uma regra "pay as bid", onde cada concorrente é pago segundo o preço que pediu e não pelo preço pedido pela central marginal. A regra "pay as bid" já vem sendo proposta para adoção em alguns grandes mercados organizados, nomeadamente England & Wales e Califórnia desde 2001, mas continua contestada por muitos autores acomodados à ordem anterior, que continuam adeptos de um pagamento uniforme e igual ao preço pedido pela central marginal, regra suposta proporcionar maiores receitas aos produtores e menores riscos de instabilidade de fornecimento a médio prazo.

Como $\pi(l)$ é aplicável a toda a energia satisfeita no período l, pode servir para calcular o valor da produção a preços de substituição, da energia produzida, pelo conjunto das centrais, $P(x)$, dado por:

$$P(x) = \sum_{l \in L} \tau(l)\,\pi(l) \left[\sum_{k \in K} y(k,l) + \sum_{j \in J} y(j,l) \right] \tag{A2.21}$$

Para cada central, térmica ou hídrica, obtém-se:

$$P(x,k) = \sum_{l \in L} \tau(l)\pi(l)\, y(k,l) \tag{A2.22}$$

$$P(x,j) = \sum_{l \in L} \tau(l)\pi(l)\, y(j,l) \tag{A2.23}$$

Para as centrais térmicas, $\pi(l) = \mu(k,l) + c(k)$, pelo que pode desdobrar-se, $P(x,k)$ em duas parcelas[101]. Uma, correspondente aos custos operacionais, dominantemente devidos ao combustível, dados por:

$$C(x,k) = \sum_{l \in L} \tau(l)\, c(k)\, y(k,l) \tag{A2.24}$$

E a outra, $E(x,k)$, corresponde ao valor da renda do equipamento em potência na central k, isto é, às economias proporcionadas por um acréscimo unitário em $x(k)$, devidas a maiores custos nas restantes centrais: operacionais, em eventuais indemnizações por energia não satisfeita e em equipamento.

$E(x,k)$ é dado por

---

[101] Adotando os custos marginais $\pi(l)$ como base de cálculo dos preços de venda, a anterior expressão $P(x,k)$ também serve para calcular a receita mínima a exigir a um consumidor com uma procura $d(k,l)$, dada por $\sum_{l} \tau(l)\pi(l)d(k,l)$. É fácil concluir que, para um consumidor com um diagrama retangular, esta receita coincide com a remuneração total atribuída a uma central de base, podendo até ser menor se o consumidor reduzir a sua potência nos períodos de maior procura. Como corolário, é ilógico que um consumidor deste tipo reivindique o não pagamento das diferenças de $\pi(l) - c(1)$ necessárias ao pagamento de $I(1)$, pois também não contribui para a cobertura dos encargos fixos nas horas em que a central de base não está a pleno.

$$E(x,k) = \sum_{l \in L} \tau(l)\mu(k,l)\, y(k,l) \qquad \text{(A2.25)}$$

E, para minimizar os custos de longo prazo, $x(k)$ tem de satisfazer a condição:

$$I(k)x(k) \leq E(x,k) \qquad \text{(A2.26)}$$

significando que um acréscimo de potência $x(k)$ numa central de tipo k, só deve ser realizado enquanto o seu custo total $I(k)x(k)$ se mantiver inferior ou igual à respetiva renda $E(x,k)$

Como se considera para as centrais hídricas $c(j) = 0$, resulta $\pi(l) = \mu(j,l) + \gamma(j,l)$, e também pode desdobrar-se o valor da produção, $P(x, j)$, em duas parcelas, uma correspondente à valia esperada da água utilizada no aproveitamento, por unidade de energia, $C(x, j)$, que pode ser calculada por:

$$C(x, j) = \sum_{l \in L} \tau(l)\, y(j,l)\, \gamma(j,l) \qquad \text{(A2.27)}$$

A outra parcela, $E(x, j)$, é análoga à existente para o equipamento térmico e corresponde ao valor da renda do equipamento em potência, isto é, às economias nas restantes centrais, em custos operacionais, em eventuais indemnizações por energia não satisfeita e em equipamento. Economias proporcionadas pelo acréscimo de uma unidade de potência $x(j)$ no aproveitamento j. $E(x, j)$ é dada por:

$$E(x, j) = \sum_{l \in L} \tau(l)\mu(l)\, y(j,l) \qquad \text{(A2.28)}$$

E, tal como para as centrais térmicas, para minimizar os custos de longo prazo, a potência instalada no aproveitamento $x(j)$ tem de satisfazer a condição:

$$I(j)\, x(j) \leq E(x, j) \qquad \text{(A2.29)}$$

significando que um acréscimo de potência $x(j)$ num aproveitamento *j*, só deve ser realizado enquanto o seu custo total $I(j)x(j)$ se mantiver inferior ou igual à respetiva renda $E(x, j)$.

Relativamente ao dimensionamento do aproveitamento na parte que não pode ser imputada à potência, ainda se tem de verificar a condição:

$$0 \leq H(j)\sum_{l \in L} v(j,l) - C(x, j) \qquad \text{(A2.30)}$$

Este facto significa que os investimentos num aproveitamento *j* proporcionando um acréscimo de volume turbinável, por maior recolha de afluências ou maior capacidade de acumulação, só devem ser realizados enquanto o custo total $H(j)\sum_{l\in L} v(j,l)$ se mantiver inferior ou igual à respetiva renda $E(x,j)$.

Por outro lado, como algumas centrais hidroelétricas podem ser reversíveis, repondo para montante as águas previamente turbinadas, não se deve excluir a hipótese de nestas centrais $v(j,l)$ poder ser negativo, pelo que só a aproveitamentos sem bombagem se aplica a restrição do valor da potência instalada não poder ser negativa $(0 \leq x(j))$. Assim, para os aproveitamentos reversíveis, deve dispensar-se a condição $0 \leq y(j,l)$, pode permitir-se que $y(j,l)$ varie entre $-x(j)$ e $x(j)$.

Sendo muitas vezes interessante analisar em separado a valia da bombagem que, aliás, pode corresponder a uma potência de bombagem diferente da de turbinagem, vale a pena lembrar que o benefício bruto da bombagem, $P_b(x_b, j)$, análogo ao valor da produção duma central, corresponde à valia da água bombada e é dado por (neste caso $y(j,l) < 0$):

$$-P_b(x_b, j) = \sum_{l\in L} \tau(l)\gamma(j,l)\, y(j,l) \qquad \text{(A2.31)}$$

Depois de recordar que só há bombagem no aproveitamento *j* quando o valor da água $\gamma(j,l)$ é superior ou igual ao custo marginal da energia no período em causa, $\pi(l)$, deve assinalar-se que aquele benefício bruto deve ser debitado pelo custo da energia absorvida, dado por $\sum_{l\in L} \tau(l)\pi(l)\, y(j,l)$. Assim, a renda líquida da bombagem, $E_b(x,j)$, é dada por:

$$-E_b(x,j) = \sum_{l\in L} \tau(l)\left[\gamma(j,l) - \pi(l)\right] y(j,l) \qquad y(j,l) < 0 \qquad \text{(A2.32)}$$

Note-se, a propósito, que $\left[\gamma(j,l) - \pi(j)\right]$deve ser igual a $\mu_b(j,l)$, valor da variável dual associada à potência de bombagem $x_b(j)$ instalada no aproveitamento *j*.

À semelhança do que sucede com as potências de turbinamento, para minimizar os custos de longo prazo, a potência de bombagem instalada no aproveitamento $x_b(j)$ tem de satisfazer a condição:

$$I_b(j)x_b(j) \leq E_b(x,j) \qquad \text{(A2.33)}$$

Este facto significa que um acréscimo de potência de bombagem $x_b(j)$ num aproveitamento *j*, só deve ser realizado se o seu custo total $I_b(k)x_b(j)$ se mantiver inferior ou igual à respetiva renda $E_b(x,j)$.

A2.5 GESTÃO DAS INDISPONIBILIDADES PROGRAMADAS

No contexto estocástico considerado, também tem interesse calcular $E_M(\alpha)$, valor esperado da renda unitária do equipamento, térmico, $\alpha = k$, ou hídrico ou eólico, $\alpha = j$, no subconjunto M do conjunto dos intervalos l, isto é, $M \subset L$. (M pode representar, por exemplo, um mês ou semana, devendo ter uma extensão próxima da necessária para as indisponibilidades em causa). Sendo $x(\alpha)$ a potência do equipamento, $E_M(\alpha)$ é dado por:

$$E_M(\alpha)\ x(\alpha) = \sum_{l \in M} \tau(l)\mu(k,l)\ y(k,l) \tag{A2.34}$$

Naturalmente, devido à sazonalidade da procura de energia e das ofertas disponíveis nas centrais hídricas e eólicas, $E_M(\alpha)$ varia de mês para mês, e pode orientar o programa de indisponibilidades do equipamento α, transferindo-as dos meses de maior valor para os meses de menor valor desta renda[102].

Já foi referido, a propósito da gestão das reservas de água, há interesse em que as penalidades a pagar pela energia não satisfeita sejam consideradas crescentes com a potência não servida, conduzindo o cálculo para uma distribuição tanto quanto possível uniformemente distribuída desta energia não satisfeita, não se limitando à minimização do seu valor. Procedimento que também facilita um melhor planeamento das indisponibilidades programadas, independentemente de ser tratado de forma endógena ou exógena ao modelo de cálculo.

Graças à boa gestão de reservas de água e à boa programação das indisponibilidades programadas que o modelo Valorágua proporciona, em Portugal tem sido conseguido que a distribuição sazonal da probabilidade de ocorrer energia não satisfeita se mantenha uniforme ao longo do ano, neutralizando os efeitos adversos dos maiores consumos de inverno, e das menores afluências de água no verão combinadas com a então maior procura dos aparelhos de ar condicionado.

---

[102] O tratamento das transferências das indisponibilidades programadas não está incluído no modelo apresentado, o que exigiria que o modelo considerasse uma diferenciação sazonal das indisponibilidades programadas dos equipamentos e as reconhecesse como variáveis. Assim, tal como no Valorágua, a sua otimização terá de ser exógena e implica a repetição dos cálculos, para posterior confirmação da bondade das alterações feitas e análise do eventual interesse de prosseguir com estes afinamentos.

A2.6 A GARANTIA DA CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO

Retoma-se a função objetivo (A2.9):

$$F(x,y,z)=\min_{x\geq o}\left[\sum_{k\in K} I(k)\ x(k)+\sum_{j\in J} I(j)\ x(j)+\sum_{j\in J} H(j)\sum_{j\in J} v(j,l)+Q(x)\right] \quad \text{(A2.9)}$$

sujeita à satisfação das condições já inunciadas, de que se destacam:

$$0\leq \sum_{k\in K} y(k,l)+\sum_{j\in J} y(j,l)+z(l)-d(l) \qquad \tau(l)\ \pi(l) \qquad \text{(A2.14)}$$

$$0\leq I(k)-\sum_{l\in L}\tau(l)\,\mu(k,l) \qquad \text{(A2.18)}$$

$$0\leq I(j)-\sum_{l\in L}\tau(l)\,\mu(j,l) \qquad \text{(A2.19)}$$

A resolução da função objetivo garante que os equipamentos de qualquer central $k\in K$ ou $j\in J$ serão dimensionados e explorados de modo a minimizar todos os custos operacionais, incluindo penalidades por energia não satisfeita, e ainda todos os custos relacionados com o equipamento no conjunto de intervalos $l\in L$.

Aplicando (A2.18) à central térmica de última prioridade, $k=\#K$, geralmente referida como constituída por grupos com turbinas a gás de ciclo simples, com custos operacionais iguais a $c(\#K)$, podemos escrever:

$$0\leq I(\#K)-\sum_{l\in L}\tau(l)\,\mu(\#K,l) \qquad \text{(A2.35)}$$

Recorde-se que qualquer central térmica apresenta $\mu(k,l)=\pi(l)-c(k)$, o que permite afirmar que para a central de última prioridade, $\mu(\#K,l)$ só pode ter dois valores: zero, quando esta central não é solicitada ou não se encontra a plena potência; ou o valor $PC-c(\#K)$ onde PC é valor das penalidades a pagar por energia não fornecida. Valor que resulta de então a central se encontrar solicitada ao máximo e, por ser central de última prioridade, isto é, não haver outra central a que se possa recorrer.

Note-se ainda que a duração do subconjunto de intervalos l em que ocorre energia não satisfeita, $l\wedge z(l)>0$, corresponde ao tempo de interrupção equivalente, TIE, pelo que, substituindo $TIE=\sum_{l\wedge z>0}\tau(l)$ na desigualdade anterior, vem:

$$0 \leq I(\#K) - TIE\,(PC - c(\#K)) \qquad \text{(A2.36)}$$

ou seja

$$I(\#K) \leq TIE\,(PC - c(\#K)) \cong TIE\;PC \qquad \text{(A2.37)}$$

Expressão que recorda mais uma vez que o valor de TIE deve ser inferior ou igual ao quociente da divisão do valor do custo fixo da central de última prioridade pelo valor da diferença entre o valor unitário das indemnizações por não fornecimento de energia e o custo variável destas centrais, diferença que, por se verificar $PC >> c(\#K)$, pode ser aproximada por PC.

Um valor de TIE superior ao que satisfaz a igualdade induz os produtores a investir em novos centros produtores, nomeadamente em grupos com turbinas a gás de ciclo simples. Porém, um valor inferior não significa necessariamente que haja potência em excesso mas que as potências existentes em algumas tecnologias podem estar suficientemente justificados pelas economias de custos operacionais que proporcionam[103]. Questão oportunamente referida no Capítulo 3. Neste contexto, o custo da garantia em potência, dado por $TIE * PC$ até pode ser muito próximo de zero.

Na transição de um sistema produtor sem ou com reduzida carência de potência para um sistema com crescente probabilidade de ocorrer energia não satisfeita, como vem acontecendo com a sucessiva introdução de novas centrais eólicas, importa que os responsáveis pelo planeamento tomem as medidas adequadas para manter boa qualidade na continuidade da satisfação da procura, mesmo que a probabilidade de existir energia não satisfeita por falta de equipamento produtor ainda se vá mantendo muito reduzida, bem como os montantes das indemnizações pagas[104].

Independentemente da grandeza dos montantes das indemnizações pagas nos intervalos em que a potência é insuficiente para satisfazer a procura, quando ocorre $z(l) > 0$, o valor marginal da energia, $\pi(l)$, é sempre igual ao valor da penalidade por não fornecimento de energia, $\pi(l) = PC$. Consequentemente, com preços de venda baseados em custos marginais, o valor da produção de qualquer central $\alpha = k$ ou $\alpha = j$, já anteriormente apresentado é dado por:

$$P(x,\alpha) = \sum_{l \in L} \tau(l)\pi(l)\, y(\alpha,l)$$

---

[103] A quase inexistência de centrais com turbinas a gás de ciclo simples no sistema produtor português, atual e próximo futuro, evidencia que têm sido encontradas outras soluções para manter inativa a restrição (A1.3) relativa à satisfação da procura, nomeadamente reforço do equipamento em potência em centrais hidroelétricas, geralmente reversível.

[104] A imposição regulamentar ou contratual de penalidades ou de indemnizações de valor igual aos prejuízos resultantes da não satisfação da procura é a melhor forma de assegurar uma continuidade de fornecimento adequada, mas não deve dispensar uma atenta supervisão do valor de TIE.

Esta quantia inclui, nestes intervalos em que existe energia não satisfeita, a valorização de toda a energia então produzida pelo valor unitário *PC*. Assim, através dos preços de mercado ou de tarifas reguladas, esta prática assegura que, em cada período l, cada central α, térmica, hídrica ou eólica, para além dos seus custos operacionais $c(k)$, receba a diferença $\pi(l)-c(k)$, representativa das economias operacionais que proporciona nas restantes centrais e suficiente para cobrir a totalidade dos seus próprios custos de equipamento e das indemnizações por não satisfação da procura, pelo menos enquanto os produtores vão acrescentando novos $x(k)$ de forma a manter as condições (A2.18) e (A2.19) ativas, ou seja, enquanto a estrutura do sistema electroprodutor se mantiver ótima.

Tem sido reconhecido interessante limitar os preços de venda de energia ao valor igual a $c(\#K)$, custo operacional das centrais de última prioridade, geralmente referidas como centrais com turbinas a gás de ciclo simples. A diferença, que ficaria por cobrar sempre que $\pi(l)$ é maior que $c(\#K)$, seria transferida para um outro termo da tarifa, habitualmente chamado preço da potência, mas que seria mais corretamente designado por preço da garantia de fornecimento. Como $\pi(l)>c(\#K)$ implica $z(l)>0$ a transferência por unidade de potência é igual a $TIE\,(PC-c(\#K))$. Se inferior a $I(\#K)$, não induz o investimento em novos grupos de última prioridade, ainda desnecessários, e pode não ser suficiente para pagar a parcela de custos de equipamento de cada central que não é coberta pelas economias de combustível. Se igual ou maior que $I(\#K)$, o valor daquela transferência, para além de cobrir a parcela de custos de equipamento de qualquer central que não é coberta pelas economias de combustível, induz o investimento em novos grupos de última prioridade, o que limitaria o crescimento do valor daquela transferência.

A boa aceitação desta estrutura de preços da eletricidade, com uma taxa de potência ou de garantia de continuidade fornecimento, é usualmente explicada pela aversão ao risco de muitos consumidores, sobretudo se de pequena dimensão. Com efeito, a sua existência estabiliza os preços dos termos de energia, limitando a subida nos períodos de maior probabilidade de ocorrência de energia não satisfeita, funcionando como um prémio de seguro contra o pagamento das parcelas $\pi(l)-c(k)$ quando $\pi(l)$ é maior que $c(\#K)$.

Note-se todavia que, com as modernas estruturas tarifárias com múltiplos períodos, cujos preços estão baseados em custos marginais conhecidos em esperança matemática, é possível dispensar a explicitação do custo da garantia de continuidade fornecimento numa taxa de potência, mantendo-o incluído num preço da energia de cada período tarifário diretamente baseado no valor da esperança matemática dos valores de $\pi(l)$ correspondentes aos períodos *l* homólogos do período tarifário em causa.

Continua a ser interessante conhecer o custo da garantia de continuidade de fornecimento. Este pode ser obtido através da repetição do cálculo da esperança matemática acima referido, substituindo todos os valores de $\pi(l)$ que sejam maiores que $c(\#K)$ por $c(\#K)$. O resultado obtido corresponde ao custo da energia sem os custos da garantia de continuidade de fornecimento. E a diferença para o resultado do cálculo com os valores de $\pi(l)$ não limitados por $c(\#K)$ corresponde ao custo da garantia, naturalmente maior nos períodos de ponta do que nos períodos de vazio, onde pode ser nulo ou desprezável, se a respetiva probabilidade de haver energia não satisfeita também for nula ou desprezável (se $z(l)=0$ então $\pi(l)\leq c(\#K)$).

Apesar de exigir contadores com múltiplos períodos tarifários, atualmente correntes, a inclusão do custo da garantia de continuidade de fornecimento nas taxas de energia, e não da potência, tem a vantagem de incentivar a maior redução da procura nos períodos de maior dificuldade de fornecimento, onde é elevada a probabilidade de ter preços mais elevados, o que não sucede com a taxa de potência.

O pagamento da garantia de fornecimento como um prémio de seguro, baseado na esperança matemática das penalidades a pagar sempre que haja procura não satisfeita, não só pressupõe o conhecimento prévio desta procura como também que os consumidores a contrataram e anuíram pagar o correspondente prémio de garantia de fornecimento, formal ou apenas tacitamente. Neste contexto, deve reconhecer-se que os termos penalidade e indemnização, que se tem vindo a utilizar, são pouco adequados, tratando-se mais de uma compensação pelo não cumprimento do contrato de fornecimento ou do estorno duma quantia (capital) previamente convencionada por cada unidade de energia não satisfeita.

Nos mercados organizados, os preços da energia são negociados em tempo real, e não em esperança matemática, pelo que a sua variação é muito mais forte e brusca. Se a probabilidade de haver energia não satisfeita é pequena, também é possível admitir e praticar uma garantia de continuidade de fornecimento em tempo real. Para isso, no momento de formalização das ofertas de compra e venda de energia, por exemplo para cada hora do dia seguinte, cada comprador, para além de ter de prever a procura total de energia dessa hora e a composição do sistema produtor então operacional, fortes condicionantes do preço a oferecer para cobrir os custos da central marginal de cada hora, ainda tem de prever o risco de a oferta não ser suficiente para satisfazer a procura, com a normal reação dos produtores se aproveitarem desse facto subindo os preços nas suas ofertas de venda. Teoricamente, ou melhor, em mercado perfeito, o preço de fecho inclui o valor do prejuízo que o consumidor deseja evitar por não ser satisfeito, e não mais do que isso, situação em que renuncia à compra para evitar um prejuízo maior, privando o produtor do correspondente acréscimo de receita de venda. Acontecimento que este operador deseja evitar, procurando não só minimizar estas renúncias como também que estes sobrepreços sejam apropriados por outro vendedor menos ambicioso.

Sendo assim, os produtores decidem os acréscimos de potência e escolhem as tecnologias a usar, tendo não só em conta as economias esperadas em custos operacionais como em equipamento e em sobrepreço nos períodos de oferta insuficiente. E como as centrais de última oportunidade não proporcionam economias em custos operacionais mas apenas a apropriação dos sobrepreços correspondentes aos prejuízos evitados aos consumidores por suspensão do fornecimento, os produtores abstêm-se de introduzir novas centrais deste tipo enquanto a esperança de utilização não for suficiente para cobrir os seus custos de equipamento, ou de qualquer outra tecnologia alternativa que, apesar de maiores custos de equipamento, também proporcione economias em custos operacionais suficientes para cobrir a diferença nos custos de equipamento.

As grandes assimetrias de informação e as diversificadas dimensões dos operadores, com diferentes graus de aversão ao risco, fazem com que o modelo do mercado perfeito não adira à realidade dos mercados de energia, mais próximos de oligopólios, com alguma cartelização, pelo menos tácita. Neste contexto, não admira que até grandes operadores, incluindo produtores, supostos com suficiente acesso à informação e pequena aversão ao risco, tenham manifestado preferência pela separação do preço da garantia de fornecimento, mantida em esperança matemática, do preço da energia propriamente dita, mesmo quando praticado em tempo real.

Por outro lado, nas sociedades modernas, têm-se vindo a manifestar uma crescente tendência para transferir os riscos financeiros para entidades especializadas na sua assunção. Assim, não parece de excluir a coexistência de dois sistemas alternativos de pagamento da garantia de fornecimento. Um em tempo real e o outro em esperança matemática, sobre a forma de adicionais aos custos da energia, e não de termos de potência, que apenas se manterão para pequenos consumidores com sistemas de contagem tradicionais.

Estando-se muito longe de um mercado perfeito, a Regulação deve velar pela conformidade entre:

a) o valor dos adicionais, pagos sob a forma de um prémio de seguro, correlacionado com os valores esperados de $(PC - c(\#K))$;

b) o valor $c(\#K)$ do limite de preço da energia em tempo real não coberto pelo seguro;

c) o valor do tempo de interrupção equivalente, *TIE*, fazendo com que o valor esperado do produto $TIE((PC - c(\#K))$ seja sempre inferior ou quanto muito igual a $I(\#K)$.

Uma vez acordado o prémio da garantia, estabilizando os valores recebidos pelas empresas produtoras, estas perdem a tentação de não combater as causas dos incidentes capazes de originar energia não satisfeita, para não perder os acréscimos de receita de venda que tais ocorrências podem proporcionar, normalmente muito superiores a eventuais penalidades ou estornos que tenham de efetuar.

Com efeito, se pagos em tempo real, o valor destes estornos é sempre proporcional à energia não satisfeita nesse período, mas não deixa de ser recebido no preço da energia que nesse período continua a ser fornecida. E é sempre fácil que, por negligência ou não, pequenos incidentes originem pequenas quantidades de energia não satisfeita sem prejudicar o grosso dos fornecimentos, cujos contratos continuam a ser honrados. Prática de temer e de combater enquanto os TIE estiverem abaixo dos tempos aceites pela Regulação.

Atendendo ao maior domínio da informação pertinente, e à possibilidade de intervenção nos acontecimentos, não é de esperar que os gigantes do setor da produção de eletricidade se deixem substituir por companhias seguradoras na prestação da garantia financeira da continuidade de fornecimento. No entanto, só parece desejável excluir a possibilidade de separação desta atividade regulada, que aliás poderia ser assumida por uma grande comercializadora ou outra produtora, se se temer que o estabelecimento desta concorrência sirva de álibi para rejeitar a necessidade de ação reguladora na continuidade de fornecimento ou para que os responsáveis desta ação se considerem auto dispensados de a supervisionar.

ANEXO III: OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO COM REDE DE TRANSPORTE

A3.1 MODELO MATEMÁTICO DE DESPACHO ECONÓMICO

Este Anexo III introduz o tratamento da rede de interligação e de transporte de eletricidade, que nos modelos anteriores foi omitida ou reduzida a um único nó, ou, de forma mais correta, tratada como constituída por linhas com impedância nula e com capacidade de trânsito ilimitada.

Permanece a adoção dum contexto não determinístico, como já se iniciou no Anexo II com a análise do sistema com centrais hidroelétricas, mas dando agora mais atenção à ocorrência de indisponibilidades aleatórias dos equipamentos, algumas de muito curta duração, sobretudo nas linhas. Finalmente, a procura deixa de ser considerada rígida e insensível ao preço, continuando a beneficiar duma indemnização por não fornecimento.

Considera-se a teoria presente nos artigos e comunicações do diretor do Harvard Electricity Policy Group, Prof. William Hogan, e, em particular, a metodologia usada no seu texto intitulado “Transmission Market Design”, de 2003[105]. Apesar de mais abstrata, também se usa a simbologia deste texto, que permite uma formulação matemática muito concisa e elegante e, evitando o recurso a expressões que seriam ainda mais longas do que as usadas nos anexos anteriores. À semelhança do Prof. Hogan, por facilidade de exposição mas sem perda de generalidade, apenas são consideradas as potências ativas.

Tal como nos Anexos anteriores, explorando com muito proveito os significados económicos da variáveis duais do modelo de cálculo usado, começa-se por analisar as questões económicas de curto prazo relacionados com os trânsitos nas redes. Seguidamente, estende-se a análise a questões de longo prazo relacionadas com o dimensionamento ótimo dos equipamentos. Progresso que se reflete nas expressões matemáticas a utilizar, onde serão explicitadas variáveis até então omissas.

Tal como no sistema elétrico real, a partir de agora considera-se que os geradores e os consumidores estão ligados a nós, os quais estão interligados entre si através de linhas com impedâncias não nulas e com capacidades de trânsito limitadas.

Considerando a procura sensível ao preço, a função objetivo do processo de otimização é a maximização do bem-estar social (social welfare), que corresponde à maximização da diferença entre

---

[105] Naturalmente, eventuais erros, extrapolações indevidas ou desvios do raciocínio do Prof. Hogan são da responsabilidade dos autores deste Anexo.

os benefícios de satisfação da procura $B(d)$ e os custos de geração $C(g)$ de eletricidade, uns e outros resultantes das regras do mercado:

$$\underset{d,g,y,u\in U}{MAX}\ [B(d)-B(g)] \qquad \text{(A3.1)}$$

Onde d e g são os vetores (potências ativas) de carga e de geração nos diferentes nós do sistema. Tal como nos anexos anteriores, a evolução temporal das potências é decomposta nos intervalos de tempo adotados no mercado, geralmente com a duração de uma hora, comuns a todos os nós. E as funções $B(d)$ e $C(g)$, não necessariamente lineares[106], são consideradas bem comportadas, isto é, contínuas e de concavidade ou convexidade adequada. Hipótese que implica desprezar problemas de muito curto prazo, como custos de comissionamento de grupos geradores ou de serviços auxiliares de rede, bem como eventuais relações entre grandezas de intervalos consecutivos.

A maximização (A3.1) está sujeita ao respeito da lei dos nós (A3.2) e (A3.3), e das restantes restrições técnicas e económicas de despacho das redes (A3.4), onde U representa o conjunto de variáveis de comando usadas pelo operador do sistema, que designadamente inclui módulo (valor eficaz) e ângulo de fase (argumento) das tensões nos nós.

Assim, em cada nó e intervalo de tempo considerado, há que respeitar a lei dos nós, ou seja a igualdade vetorial:

$$y = d - g \qquad\qquad p \qquad \text{(A3.2)}$$

Onde y é a carga líquida de cada nó, diferença entre as potências da procura d e da geração g nesse nó. p é o vetor dos multiplicadores sombra associados a estas restrições, com o significado de preço marginal de energia no respetivo nó[107].

A potência de perdas, dependente das cargas y, é calculada por $L(y,u)$ e tem de ser equilibrada pela carga líquida da rede, representada por $t^t y$ [108], satisfazendo a igualdade:

$$L(y,u) + t^t y = 0 \qquad\qquad \lambda \qquad \text{(A3.3)}$$

[106] Para evitar a excessiva repetição da palavra marginal, usa-se a expressão custo variável duma central em vez de custo marginal da central, sem que tal implique que este custo seja constante, condição não exigida por este modelo de cálculo.

[107] Por fidelidade à simbologia do Prof. William Hogan adota-se a letra p mas deve referir-se que nos anexos anteriores o preço marginal da energia correspondia à letra π, único e comum a todos os nós interligados por linhas de impedância nula e capacidade infinita. Tal como nos Anexos anteriores, este custo marginal da energia em cada nó é próprio de cada intervalo de tempo (ver nota 96).

[108] Para facilitar a apresentação, introduz-se o vetor coluna unitário t, cuja transposição estabelece $t^t = (1,1,...,1)$.

Restrição a que se associa o multiplicador λ muitas vezes designado por preço marginal ou de referência da energia no sistema[109].

As numerosas e complexas restrições de natureza operacional e de segurança são representadas pelas desigualdades:

$$K(y,u) \leq 0 \qquad \eta \tag{A3.4}$$

Às restrições anteriores associam-se os multiplicadores η com o significado de preço sombra ou marginal de atenuação da respetiva restrição[110].

Com a função objetivo (A3.1) e as restrições (A3.2), (A3,3) e (A3.4) estabelece-se a função dual de Lagrange:

$$\underset{d,g,y,u\in U}{MAX} \left[B(d) - B(g) - p.(y - d + g) - \lambda.(L(y,u) + t^t y) - \eta.K(y,u)\right] \tag{A3.5}$$

De acordo com o Teorema de Kuhn e Tucker, na solução ótima, tem-se (d^*, g^*, y^*, u^*) e os correspondentes preços sombra são dados por:

$$p^t = \nabla B(d^*) = \nabla C(g^*) = \lambda t^t + \lambda \nabla L_y(y^*, u^*) + \eta^t \nabla K_y(y^*, u^*) \tag{A3.6}$$

Com o significado de que, se a distribuição de fluxos no sistema é ótima (d^*, g^*, y^*, u^*), o preço em cada nó p iguala o benefício marginal da procura nesse nó, bem como o custo marginal de geração nesse nó, e corresponde ao preço de referência da energia no sistema λ acrescido do custo

---

[109] Nos anexos anteriores, onde a rede estava omissa, não havia necessidade de distinguir entre p e λ, representados pela mesma variável π. No entanto, se, como desejável, as potências de perdas na rede fossem estimadas exogenamente ao modelo e incluídas nas potências a satisfazer, seria mais correto dizer que a variável π então usada corresponde a λ e não a p.

[110] A saturação das capacidades de geração, considerada nos anexos anteriores, encontra-se incluída nestas expressões K, pelo que podemos dizer que as variáveis μ então utilizadas para representar as rendas das centrais geradoras são um subconjunto η_g destas variáveis η, agora abrangendo também a representação dos preços sombra ou rendas de congestionamentos em linhas e transformadores.

As restrições assegurando a continuidade de satisfação da procura, associando um limite garantido d_g a cada d, $d \geq d_g$, também pertencem a estas expressões K, e o subconjunto de multiplicadores associados η_d tomam o valor das penalidades por não fornecimento consideradas nos anexos anteriores, negociadas ou não, eventualmente iguais a um valor PC (price cap) fixado pela regulação.

Entre as restrições específicas das redes figuram as relacionadas com o aquecimento excessivo dos condutores ou com os níveis de isolamento das instalações. Quando estes limites são atingidos, os fluxos de energia em certos troços não podem ser aumentados, e diz-se que ocorrem congestionamentos nesses troços. A variável dual η_r associada a cada restrição de fluxo de energia na rede (flowgate) deixa de ser nula sempre que esta restrição se encontra ativa e o seu valor corresponde ao aumento da diferença entre os custos marginais de energia dos nós extremos do troço congestionado, sem e com a ativação da restrição.

marginal em perdas e congestionamentos resultantes de uma pequena variação da carga líquida nesse nó.

Relativamente a qualquer par de nós da rede, origem e destino de um fluxo de trânsito de energia, pode concluir-se de (A3.6) que, quando a distribuição de fluxos no sistema é ótima (d^*, g^*, y^*, u^*), a diferença dos preços marginais da energia nesses nós $p_{Destino} - p_{Origem}$ iguala a soma dos custos marginais das perdas e dos congestionamentos resultantes daquele fluxo na rede, não sendo necessário acrescentar qualquer comentário sobre os percursos da energia entre estes pontos nem sobre a distribuição das energias e das perdas nesses percursos.

$$p^t \delta = p_{Destino} - p_{Origem} = \lambda \nabla L_y(y^*, u^*)\, \delta + \eta^t\, \nabla K_y(y^*, u^*)\, \delta \qquad \text{(A3.7)}$$

onde

$$\delta^t = (0 \;\; \ldots \;\; +1 \;\; 0 \;\; \ldots \; 0 \;\; \text{-}1 \; \ldots . \; 0)$$

Note-se que o sentido do trânsito entre qualquer par de nós é sempre do nó onde o preço é menor para o nó onde o preço é maior[111].

Deste modo, desde que se conheçam os preços marginais de energia nos nós das redes, podemos conhecer os custos marginais de trânsito de energia entre qualquer par de nós da rede, incluindo efeitos das perdas e de congestionamentos e tendo em conta os efeitos de reduções de perdas ou de atenuação de congestionamentos que por ventura esse trânsito pode originar ao longo dos seus diversos percursos[112].

Assim, com a função objetivo adotada[113], torna-se evidente que os custos marginais da energia nos nós da rede tanto servem para avaliar o interesse de investimentos em novos centros produtores ou em gestão da procura ou em reforços da rede, evidenciando a complementaridade e possível inter

---

[111] É interessante referir que existe uma grande analogia entre as expressões relativas aos preços e às tensões, sobretudo nos circuitos de corrente contínua, onde o sentido da corrente elétrica é sempre das maiores tensões para as menores. No modelo de corrente contínua do sistema elétrico alternado, o sentido do trânsito da potência ativa é sempre da tensão de maior fase (argumento) para a tensão de menor fase.

Para um aprofundamento das questões relativas ao trânsito de energia, ver o texto “Redes de Energia Elétrica”, IST Press, J. P. Sucena Paiva.

[112] Existem modelos de despacho (ditos em corrente contínua) com algoritmos suficientemente rápidos para tratar redes tão extensas como a europeia com aproximação suficiente para o tratamento dos problemas económicos. A utilização dos custos marginais dados por estes modelos pode contribuir para resolver muitas questões sobre o pagamento de trânsitos internacionais entre nós afastados muitas centenas ou mesmo milhares de quilómetros. O panorama dos preços nodais em tão grandes extensões apresenta altos e baixos, refletindo diferenças de custos de geração, perdas nas redes e eventuais congestionamentos. E um acréscimo de trânsito entre dois pontos afastados, tanto pode aumentar como reduzir fluxos em muitos troços da rede, por vezes bem afastados dos troços correspondentes ao caminho menos longo, aumentando ou reduzindo as perdas existentes. Todavia, para conhecer o custo marginal do trânsito em análise, basta conhecer os preços nodais da energia nos nós extremos, não sendo necessário conhecer a distribuição dos fluxos correspondentes na rede.

[113] Muito mais geral do que a simples minimização de perdas em rede, que é demasiado redutora, mas ainda muito praticada em análises de redes, apesar de não apreciar os efeitos de eventuais congestionamentos nas alterações de ordens de mérito das centrais geradoras nem os consequentes acréscimos de preço das energias fornecidas.

substituição existente entre alternativas de investimentos na rede ou em geração ou na gestão da procura. Característica que o Prof. Hogan expressamente recomenda que não seja esquecida sempre que se estude qualquer reforço de redes e que obriga a dar particular atenção à separação e transferência de encargos entre estas atividades, evitando subsídios cruzados[114].

A3.2 PREÇOS NODAIS E RENDAS DE GERADORES

A partir da expressão (A3.6) pode concluir-se que no nó do gerador marginal, o preço nodal p iguala o preço marginal da energia no sistema λ que, por sua vez, é igual ao custo variável deste gerador c. Com efeito, não havendo que adicionar qualquer custo de perdas[115] nem existindo congestionamentos entre este gerador e o nó em causa, o preço nodal é igual ao custo variável do gerador, sendo a renda deste gerador no intervalo horário em consideração igual a zero[116].

Tal como o gerador marginal pode mudar de hora para hora, sucede o mesmo com o nó de referência e com o preço marginal da energia no sistema λ.

Se não existir qualquer congestionamento na rede e desprezando perdas, obtém-se a aproximação dos Anexos anteriores: os preços nodais são todos iguais a λ e os geradores não marginais beneficiam de uma renda igual à diferença entre o preço marginal de energia no sistema e o respetivo custo variável: $p-c=\lambda-c$.

Sem congestionamentos na rede mas não sem perdas, os preços nodais, embora próximos do preço de referência da rede, que continua igual ao custo variável do gerador marginal, diferem de nó para nó, alterando as rendas dos geradores não marginais. Assim, embora a renda de cada gerador se mantenha igual à diferença entre o preço marginal no nó a que está ligado e o respetivo custo variável, deixa de ser igual à diferença entre o preço de referência da energia na rede e o respetivo custo variável: $p-c\neq\lambda-c$.

Existindo congestionamentos na rede, as divergências entre preços nodais acentuam-se e alguns podem afastar-se sensivelmente de λ, preço de referência da energia no sistema.

---

[114] Questão muito pertinente na discussão da repercussão dos custos causados por congestionamentos em redes originando alteração das ordens de mérito das centrais; ou dos custos originados por centrais afastadas dos centros de consumo, nomeadamente eólicas ou hídricas, implicando reforços de redes que não seriam realizados com um desenvolvimento do sistema produtor baseado em centrais térmicas a gás natural junto dos grandes centros de consumo.

[115] As perdas na central e no transformador de ligação à rede estão habitualmente incluídas nos custos variáveis dos geradores.

[116] Por definição de gerador marginal, a restrição correspondente ao seu limite de capacidade não se encontra ativa.

Quando todos os geradores se encontram no limite máximo da respetiva capacidade de produção, ou impedidos por congestionamentos na rede de fornecer mais potência, nenhum gerador pode fornecer mais potência nem influenciar o valor de λ, preço de referência da energia no sistema. Nesta situação de limitada potência geradora, a satisfação das condições (A3.2) obriga a reduzir componentes do vetor d. Redução que ativa as restrições do subconjunto de (A3.4) relativo à continuidade de satisfação da procura, com a forma $d \geq d_g$, ativando a variável dual associada η_d que toma o valor da penalidade associada a esta não satisfação[117].

Recorde-se que a variável auxiliar $z = d - g \geq 0$, já introduzida nos Anexos anteriores, agora sob forma vetorial, representa a energia não satisfeita nos diferentes nós. Se a cada procura corresponder uma penalidade diferente, crescente com a garantia de continuidade de fornecimento acordada, à semelhança do que sucede com os geradores, que são solicitados por ordem crescente dos seus custos variáveis, serão as procuras que exigem menor penalidade que serão as primeiras a ter o fornecimento descontinuado.

Num nó com energia não satisfeita, o preço nodal p passa a ser igual ao valor da penalidade associada à não satisfação parcial da respetiva procura η_d, e a renda associada aos geradores deste nó passa a ser igual à diferença entre este preço nodal e o respetivo custo variável.

Por facilidade de exposição, mas sem perda de generalidade, admite-se aqui que as penalidades são fixadas pela Regulação e iguais a PC (price cap)[118]. Simplificação que não invalida a argumentação seguida no texto e nos Anexos anteriores sobre a remuneração da garantia de fornecimento, proporcionada aos fornecedores, cobrindo todos os investimentos necessários à prestação da garantia desejada e acordada com os clientes, e que nos dispensamos de repetir novamente [119].

Assim, com a introdução da rede, a renda dum gerador deixa de ser igual à totalidade da diferença entre o preço de referência da energia no sistema e os seus custos variáveis. Com efeito, devido a perdas e a congestionamento, a rede absorve uma parte da diferença entre o custo variável de qualquer gerador c e o preço de referência da energia na rede λ, habitualmente determinado pelo custo variável do gerador marginal ou, se houver procura não satisfeita, pela maior penalidade associada à suspensão marginal do fornecimento então praticada.

---

[117] A cada procura d deveria corresponder uma penalidade própria, em princípio de valor negociado e não necessariamente igual ao valor das restantes, não sendo de excluir o valor zero (fornecimento sem garantia).

[118] Num mercado ainda incipiente quanto à negociação dos valores das indemnizações a exigir pela não continuidade de fornecimento, incumbe à Regulação velar pela existência de penalidades suficientemente elevadas para que as probabilidades de ocorrência de não fornecimento sejam iguais ou inferiores aos valores regulamentares e para que sejam cobertos todos os custos fixos das centrais de último recurso.

[119] Questão tratada no parágrafo 3.2.6 do corpo do livro “A garantia de fornecimento obtida com informação descentralizada”, e no capítulo A2.6 do anexo anterior “A garantia da continuidade de fornecimento”.

Todavia, alguns preços nodais podem ser superiores ao preço de referência da energia no sistema[120], pelo que não se pode excluir a hipótese de, pelo menos durante algumas horas, a rede poder aumentar a renda de algumas centrais e, consequentemente, o seu interesse económico. Efeito mais sensível para os geradores de menores custos variáveis[121].

A3.3 CUSTOS SOMBRA DOS CONGESTIONAMENTOS EM REDE

A distribuição de fluxos de energia numa rede obedece a leis físicas, precisas e bem conhecidas, mas pode ser comandada pelas tensões nos nós, em valor eficaz e, nomeadamente, em fase ou argumento. Para cada conjunto dos valores destas tensões, a distribuição dos fluxos entre os vários percursos alternativos proporcionados pela rede estabelece-se de forma a minimizar, em princípio, as perdas por efeito Joule nas linhas e transformadores, mas ignora as diferenças entre custos variáveis dos geradores, distribuindo as produções sem ter em conta estas diferenças. Assim, para se conseguir o objetivo mais geral de minimizar a soma dos custos das perdas e de geração necessários à satisfação da procura, ou de forma ainda mais geral, para se conseguir a maximização da expressão (A3.1), é necessário comandar os valores das tensões nos nós através da atuação nas respetivas fases (argumentos), de forma a se obter uma distribuição de fluxos que, tanto quanto possível, solicite a plena contribuição de cada gerador por ordem crescente dos respetivos custos variáveis, habitualmente referida como ordem de mérito, ou mais precisamente, que coloque o sistema no estado definido pela solução do conjunto de expressões (A3.1) a (A3.4).

Devido a restrições diversas específicas das redes (*flowgates*), como a necessidade de limitar o aquecimento por efeito Joule em linhas ou transformadores, de limitar a amplitude das tensões por razões de isolamento, ou de limitar os ângulos de fase entre tensões nodais, por razões de estabilidade de funcionamento da rede, os fluxos de energia em um ou mais troços da rede podem ficar impedidos de aumentar, dizendo-se que ocorre um congestionamento. E quando estas restrições (A3.4) se tornam ativas, as variáveis duais correspondentes assumem valores não nulos, por vezes muito significativos, como veremos a seguir.

As consequências do congestionamento num troço entre dois nós nem sempre se limitam à mera exigência de outra redistribuição dos fluxos de energia entre geradores e consumidores segundo

---

[120] Considere-se o caso simples de, numa determinada hora, um nó vizinho do nó de referência ser importador de energia, onde portanto $d > g$. Então, para direcionar os fluxos e compensar custos de perdas e de eventuais congestionamentos entre os dois nós, o preço marginal da energia naquele nó terá de ser superior a λ.

[121] Embora a consideração da rede possa prejudicar a opção por potência térmica de base por reduzir as respetivas rendas horárias, bem necessárias para cobrir os elevados custos fixos, uma rede extensa não deixa de lhe ser favorável, porque, agregando consumos, favorece a obtenção das maiores horas de utilização necessárias para que os mais elevados custos fixos sejam recuperados.

percursos alternativos, solução aliás geralmente pouco eficaz[122]. Devido aos maiores trânsitos de energia e consequentes perdas nos percursos alternativos, cresce a diferença entre os preços nodais da energia nos extremos do troço saturado, que fica superior à que corresponderia ao trânsito de saturação neste troço. O acréscimo desta diferença entre preços nodais (antes e depois da separação do troço saturado) corresponde ao valor por unidade de energia transitada que seria economizado com a remoção do congestionamento, ou seja ao custo sombra do congestionamento. Valor quase sempre pequeno e desprezado, por apenas corresponder a diferenças de custos de perdas, enquanto não for necessário recorrer a geradores fora da ordem de mérito e, sobretudo, enquanto não for necessário suspender fornecimentos.

O recurso a geradores fora da ordem de mérito, ou seja o não aproveitamento da plena capacidade de produção de um ou mais geradores antes de recorrer a outros com maiores custos variáveis, surge quase sempre associado a indisponibilidades de elementos das redes, mas também pode ocorrer na sequência de indisponibilidades de geradores de baixos custos variáveis, sobretudo nas horas de vazio, quando a rede não proporciona adequada capacidade de trânsito em percursos suficientemente longos para se recorrer a outros geradores de baixo custo, mais remotamente localizados.

Deste modo, devido a congestionamentos na rede, podem existir ao mesmo tempo um ou mais geradores sem que a restrição correspondente ao limite máximo de capacidade esteja ativa. Então, embora o preço marginal da energia no nó a que cada um destes geradores se encontra ligado seja igual ao respetivo custo variável, só o maior destes preços marginais deve ser considerado como preço de referência da energia no sistema. E, enquanto duram estes congestionamentos, nada impede que se convencione um preço de referência da energia para cada subsistema, igual ao custo variável do gerador desse subsistema cujo limite de capacidade não se encontra ativo mantendo-se nulo o valor da variável dual associada.

Recordando que a energia numa rede flúi dos nós de menores preços para os de maiores preços nodais, podemos concluir que a ocorrência de congestionamentos implicando o recurso a geradores fora ordem de mérito divide (split) o sistema em dois ou mais subsistemas, separados por troços congestionados, entravando a utilização de geradores ainda não totalmente aproveitados e impedindo que a sua energia substitua a de outros geradores com maiores custos variáveis.

Nesta situação, o preço marginal da energia no nó a que este gerador não inteiramente utilizado se encontra ligado é igual ao respetivo custo variável e define o preço de referência da energia dentro do subsistema. E a diferença entre os preços de referência da energia de cada subsistema corresponde

[122] Para impedir que a saturação de um troço entre dois nós condicione a utilização de todos os percursos alternativos entre esses nós, é geralmente necessário retirar o troço saturado da malha em que está integrado, dedicando-lhe cargas e/ou geradores específicos. A utilização de transformadores desfasadores e mais, recentemente, de dispositivos eletrónicos de potência (FACTS:) permitem redirecionar trânsitos de potência.

aos custos de perdas e congestionamentos na rede, cuja redução se consegue efetuando reforços na rede.

A diferença entre preços de referência de subsistemas pode ser particularmente significativa quando ocorrer não satisfação da procura de energia garantida. De facto, enquanto a satisfação de toda a procura se mantém possível, a diferença entre preços de referência de subsistemas é próxima (e no limite igual, se as perdas forem ignoradas) da diferença dos custos variáveis correspondentes às tecnologias marginais de cada subsistema. Porém, se num subsistema existir procura de energia garantida não satisfeita, o preço de referência da energia nesse subsistema passa a ser igual ao maior valor da indemnização a pagar pela interrupção dos fornecimentos. Valor que sendo dez ou vinte vezes superior ao custo variável da tecnologia de último recurso, eleva substancialmente o custo sombra do congestionamento que origina a não satisfação da procura, incentivando mais fortemente a realização dos reforços de rede que eliminariam aquele.

A um conjunto de nós fortemente interligados para que a probabilidade de ocorrência de congestionamentos entre eles seja desprezável, chamamos zona. Desprezando o valor das perdas nas linhas de uma zona, pode-se dizer que os preços nodais de uma zona são todos iguais, sendo então designados por preço zonal. Os preços de diferentes zonas só poderão ser considerados iguais se o valor das perdas nas linhas entre essas zonas puder ser desprezado, hipótese mais difícil de aceitar por geralmente corresponderem a linhas extensas. Por definição de zona, a probabilidade de ocorrer congestionamentos nas linhas entre zonas não é desprezável. Quando tal sucede, estas zonas pertencem a subsistemas diferentes e possuem diferenciados preços de referência da energia, coincidentes com os custos variáveis da tecnologia marginal no subsistema ou com os valores das penalidades por não satisfação da procura.

A3.4 EQUILÍBRIOS DE MÉDIO E LONGO PRAZO

Tal como foi referido nos Anexos anteriores a propósito dos geradores, apenas se deverá realizar um reforço de rede entre dois nós se e só se a esperança matemática do custo total atualizado em investimento e exploração, por unidade de capacidade e durante a vida económica deste reforço, for inferior ao integral, em igual duração de tempo, da esperança matemática da diferença de preços nodais nos nós extremos do reforço em análise. E, como vimos nos capítulos precedentes deste Anexo, em cada instante, esta diferença é igual aos custos marginais em perdas e congestionamentos causados por um acréscimo marginal do fluxo de energia entre aqueles nós[123].

---

[123] Embora não deixe de assinalar-se que a existência de economias de escala ou a dificuldade de fracionamento dos investimentos no espaço e no tempo reduzem a validade deste critério de seleção, no artigo já acima citado, o Prof. Hogan refere que os custos ou direitos financeiros de trânsito entre dois pontos da rede, a exigir a qualquer utilizador, devem corresponder à diferença dos custos marginais da energia nestes pontos, regra cuja aplicação tanto preconiza para linhas de serviço público a serem pagas através de preços regulados, como para linhas de serviço reservado (merchant lines) pagas

Recordemos também que a explicitação da rede, com o seu desenvolvimento no território, dificulta o bom acolhimento da hipótese de continuidade das variáveis usadas nestes modelos de otimização do sistema elétrico. Com efeito, para além da variação das capacidades dos geradores, transformadores e linhas se fazer em degraus, segundo valores normalizados, ainda se tem de atender às descontinuidades características das redes, de caráter geográfico. Questões que dificultam a utilização da análise marginal e a aderência do modelo de otimização à realidade, e fazem com que a verificação das condições de convergência numa solução ótima seja menos óbvia. Assim, ainda que a introdução de um novo gerador num grande sistema possa quase sempre ser considerada marginal, raramente atingindo 10% da potência total instalada no sistema, é mais difícil fazer igual apreciação a propósito do reforço local duma rede, que frequentemente duplica as capacidades de trânsito entre dois nós. Circunstância que aconselha a comprovar a conclusão da análise marginal através da comparação dos resultados antes e depois dum reforço, e a examinar várias alternativas. De forma mais clara, devemos usar a análise marginal como indicadora das direções a estudar e apontadora dos passos discretos a examinar, sem deixar de confirmar a solução escolhida pela comparação das contribuições das diversas alternativas para a minimização dos custos totais em investimento, exploração e penalizações por não satisfação da procura.

Quando um elemento qualquer do sistema elétrico, gerador, linha ou transformador, sai de serviço, por razões imprevistas ou não, ocorre quase instantaneamente uma redistribuição dos trânsitos na rede e das potências nos geradores. A nova distribuição de trânsitos obedece espontaneamente às leis físicas redes, (A3.2) e (A3.3), mas nada garante que satisfaça as restrições de segurança das instalações (A3.4), e ainda menos que a nova distribuição de potências pelos geradores seja uma solução economicamente ótima na nova configuração do sistema. E, só por si, a não satisfação das restrições de segurança da rede leva imediatamente ao sucessivo deslastre automático de novos elementos do sistema, agravando as probabilidades de não satisfação da procura.

Por estas razões, antes dos complexos modelos de otimização de redes estarem operacionais, para reduzir a ocorrência de apagões, mais ou menos frequentes e extensos, seguia-se a denominada regra “N-1”, que determinava que a satisfação da procura em qualquer nó não devia ser prejudicada pela saída do serviço, fortuita ou deliberada, de qualquer componente do sistema, nomeadamente dos mais potentes, e que conduzia à frequentemente duplicação de transformadores e de linhas, ou ao “fecho de malhas”, isto é, ao regular estabelecimento de percursos alternativos de alimentação das cargas dos diversos nós[124].

através de preços livres, mas em concorrência com a rede de serviço público. Concorrência real ou potencial que promove a prática de preços mais objetivos.

[124] Eminentemente empírica e sem cálculos explícitos, esta regra traduzia a convicção de que os encargos que originava em equipamento e exploração eram suficientemente compensados pelos prejuízos evitados com a redução dos tempos de interrupção de serviço e respetivos custos sombra, independentemente de serem pagos sob a forma de indemnizações ou não.

Como o cumprimento das leis físicas das redes, (A3.2) e (A3.3), se encontra naturalmente assegurado, a regra “N-1” reforça a expectativa de que as restrições do subconjunto (A3.4) relativas à segurança e qualidade de serviço da rede continuam inativas, mesmo em caso de incidente, e que, refletindo este facto, as correspondentes variáveis duais η_r se manterão nulas.

Acresce que, logo depois duma alteração da configuração da rede, incidental ou não, o sistema é redespachado para que, tanto quanto possível, os geradores se mantenham completamente aproveitados segundo a ordem de mérito, bem como a procura se mantenha satisfeita. Ação que perseguindo o objetivo (3.1) completa o respeito das restantes restrições (A3.4), não relativas à rede.

Em redes pouco complexas, estes procedimentos propiciam heuristicamente uma quase otimização a curto prazo do despacho. Contudo, sem uma análise explícita e quantificada dos problemas de adaptação económica do equipamento à evolução da procura a médio e longo prazo, a regra “N-1” nem sempre se revela suficiente em redes muito malhadas e recorrendo a geradores com tecnologias diferenciadas. Por exemplo, quando apenas está em causa assegurar o escoamento da energia de um aproveitamento hidroelétrico de albufeira com potência suficiente para assegurar a satisfação da procura local, embora a regra “N-1” conduza à duplicação da interligação deste aproveitamento à rede, tal reforço pode não ter justificação económica, em particular, se a esperança matemática da diferença entre os preços nodais nos extremos daquela linha se limitar ao valor das perdas por efeito Joule adicionado das penalidades associadas a uma insignificante probabilidade de não satisfação dos consumos locais por indisponibilidade simultânea da linha e de todos os geradores do aproveitamento[125], caso em que a regra “N-0” seria suficiente. Outro exemplo, contrastando com o anterior, corresponde à insensibilidade da regra “N-1” à necessidade de reforço duma ligação entre dois nós, dispondo de percursos alternativos satisfazendo esta regra, e por isso sem significativa probabilidade de não satisfação da procura dependente dessa ligação, mas frequentemente congestionada e impondo o recurso a geradores fora da ordem de mérito. Reforço que, embora não justificado pela redução de procura não satisfeita, pode ser desejável para reduzir a frequência do congestionamento desta ligação, e assim proporcionar maior utilização a geradores de menores custos variáveis, com as correspondentes economias de exploração do sistema, sem que a continuidade da satisfação da procura esteja necessariamente em causa. Casos semelhantes, que a aplicação cega da regra “N-1” não atende, levam os planeadores heurísticos a invocarem uma aplicação excecional e por vezes muito subjetiva duma regra “N-2” ou mesmo “N-3”.

À semelhança do que se referiu para o sistema produtor nos anexos anteriores, em que se admitiu e até se desejou que as variáveis duais associadas às restrições de máximo de capacidade dos geradores η_g não fossem sempre nulas, condição necessária à cobertura dos respetivos encargos

[125] Recorda-se que preço nodal da energia no nó do aproveitamento define o valor da energia gerada, coincidente com os custos variáveis dos geradores, se estes não tiverem nenhuma restrição de máximo de produção ativa.

fixos, também se deve desejar que, contrariamente ao implícito na regra "N-1", os valores das variáveis duais associadas às restrições de máximo de capacidade dos elementos das redes η_r não sejam sempre nulos, integrando uma solução ótima obedecendo à expressão (A3.6) anterior.

Relativamente ao dimensionamento económico do subsistema produtor que, embora sem rede, já foi suficientemente tratado nos Anexos anteriores, recordamos que, em cada hora e para cada gerador, uma parte da diferença $(\lambda - c)$, entre o preço de referência de energia na rede λ e o custo variável de cada gerador c, igual a $(\lambda - p)$, onde p é o preço nodal da energia no nó do gerador, é absorvida pela rede de transporte e interligação, sob a forma de perdas e/ou de congestionamentos, ou sob a forma dos proveitos necessários para remunerar os investimentos que impedem que essas perdas e congestionamentos sejam maiores. Facto que reduz o valor da renda dos geradores relativamente à calculada por modelos sem rede, transferindo a diferença para os equipamentos da rede.

Incumbe ao planeamento do sistema analisar as melhores alternativas de reforços e ampliações, na rede ou em novos geradores, atendendo às localizações e assegurando em esperança matemática que o respetivo acréscimo de custo total atualizado, em investimento e em exploração, é inferior ou quanto muito igual à soma atualizada dos custos evitados em perdas, congestionamentos e procura não satisfeita.

Entrando no cerne do dimensionamento económico da rede, comecemos por recordar que na fase de projeto de algumas linhas, curtas e frequentemente carregadas, nomeadamente sob a forma de cabos subterrâneos, não é de excluir que as economias de perdas por efeito Joule sejam suficientes para justificar o aumento da sua secção. Para que tal suceda, basta que a esperança matemática dos custos atualizados das perdas marginais, crescentes com o quadrado da intensidade de corrente, sejam superiores aos custos marginais do equipamento por acréscimo de secção da linha[126].

Uma vez em serviço, já não é possível alterar as características físicas duma linha e, dependendo da sua secção e de outras variáveis como a temperatura ambiente, existe um limite de capacidade de trânsito causado pelo aquecimento por efeito Joule, a que se associará uma variável dual que tomará um valor não nulo sempre que esta restrição deixar de estar inativa[127]. A probabilidade desta ocorrência, bem como da ativação de outras restrições influenciando a diferença dos custos nodais nos nós extremos de cada linha, depende dos inúmeros cenários em que o sistema poderá ser

[126] Ver no corpo do livro a expressão 3.20 e o texto que a introduz.

[127] Em vez de depender da resistência do isolamento à elevação da temperatura, como sucede nos cabos subterrâneos, o limite de capacidade das linhas aéreas dependente da temperatura resulta do aumento de flecha da catenária, por dilatação e por alteração das características mecânicas do material da linha, deixando de cumprir normas de segurança ou mesmo romper. Os níveis de isolamento com que a linha foi construída, limitando as tensões em módulo, e as diferenças de fase entre as tensões dos diversos nós duma rede, também originam restrições de capacidade que importa considerar.

solicitado: procura prevista, disponibilidade das fontes de energia renovável, qualidade de serviço desejada e preços dos equipamentos e da exploração.

A simulação da exploração do sistema utilizando os modernos modelos otimização de despacho num conjunto de cenários, representando as diversificadas indisponibilidades dos equipamentos de geração e da rede, proporcionará um conjunto de preços nodais para cada cenário. Associando a probabilidade de ocorrência de cada cenário à respetiva diferença de preços nodais de cada par de nós em estudo, podemos obter a esperança matemática do integral no tempo do custo de acréscimo marginal do trânsito entre esses dois nós, e comparar com o custo atualizado em igual período do reforço da ligação entre esse par de nós.

Atendendo à longa da vida dos equipamentos e à multiplicidade de cenários a considerar, as representações do sistema e os modelos de cálculo a usar no estudo dos equilíbrios de longo prazo devem ser mais simples dos que os utilizados no despacho em tempo real. Felizmente, desde há muito tempo que é bem conhecida a técnica de recorrer a redes equivalentes para simplificar a representação da rede ou a técnica de separar a parte da rede a estudar de forma que a solução deste problema se mantenha válida para a rede no seu todo. E, relativamente aos modelos de despacho económico, uma análise em corrente contínua, desde que propicie preços nodais, faculta uma aproximação à solução ótima que em princípio é suficiente ou que pode servir de ponto de partida para uma afinação dos resultados em modelos de despacho mais próximos dos usados em tempo real[128].

A3.5 PREÇOS DE USO DE REDE E QUESTÕES TARIFÁRIAS

Para fomentar a eficiência económica e corresponsabilizar os consumidores nos encargos que originam a curto prazo, bem como para os orientar na escolha das tecnologias a usar, os preços[129] dos bens e serviços devem refletir os custos marginais, no tempo e no espaço.

Raramente um sistema de preços baseado nos custos marginais proporciona receitas suficientes para assegurar os equilíbrios económico-financeiros a médio e longo prazo, ou seja suficientes para cobrir os custos médios calculados a preços históricos e para remunerar os investimentos de forma a não comprometer os financiamentos necessários à expansão do sistema elétrico. Facto que leva à

[128] Como vimos no Anexo anterior, as rendas das centrais térmicas, hídricas ou eólicas resultam do valor dos custos totais, fixos e variáveis, da energia substituída, térmica ou não, incluindo a redução de indemnizações por não satisfação da procura. Agora, não ignorando os efeitos económicos da rede, é mais exato dizer que as rendas dos geradores correspondem ao valor da energia substituída acrescido das indemnizações evitadas, mas líquido da parte apropriada pela rede em perdas e congestionamentos.

[129] Há autores que desaconselham a adoção do termo "tarifas" em mercados liberalizados, propondo a utilização exclusiva do termo "preços". Todavia, dentro e fora do setor elétrico, há muitas empresas que apresentam tabelas de preços utilizando o termo tarifas. Acresce que estando a oferta da utilização das redes elétricas sob regime de monopólio natural e legal, sendo uma atividade mais fortemente regulada que as restantes, especialmente neste capítulo, utilizaremos quase indiferentemente os termos tarifa e preço.

prática de escalamentos diversos, ou seja à aplicação de multiplicadores aos custos marginais de forma que, tanto quanto possível, resultem preços com uma estrutura semelhante, mas proporcionando um nível de receitas suficiente para assegurar os equilíbrios de médio e longo prazo. Por razões de eficiência económica, minimizando a distorção da procura por alteração dos preços, o escalamento a aplicar a cada custo marginal deveria ser inversamente proporcional à elasticidade da procura do bem em causa ao respetivo preço. Porém, para além de não serem independentes dos preços nas outras horas, os valores das elasticidades da procura da energia em cada hora são muito mal conhecidos. Em alternativa, efetuam-se escalamentos diretamente proporcionais aos respetivos preços, geralmente aceites como inversamente proporcionais àquelas elasticidades.

Por razões de natureza social, os escalamentos não devem sobrecarregar os mais pequenos consumidores nem aqueles com menor capacidade de defesa/negociação. Finalmente, por razões de natureza ambiental, deve procurar-se que a incidência dos escalonamentos sobre os termos de energia, com maior emissão de gases de efeito estufa, seja maior do que a incidência sobre os termos de potência.

Um sistema de preços deve ainda ser simples de assimilar pelos consumidores, e deve evitar que o acréscimo de encargos resultante da maior complexidade do sistema de medição, leitura, faturação e cobrança, exigido por uma estrutura de preços muito aderente à dos custos marginais, não seja compensado pelas economias esperadas da maior eficiência económica procurada por esta aderência.

Apesar destas salvaguardas, a adoção de preços variando de hora para hora, refletindo a estrutura dos custos marginais em esperança matemática, ou mesmo em tempo real, tem vindo a ser generalizada, sobretudo junto dos maiores consumidores, mais capazes de compreenderem um sinal preço complexo, mais aptos a aproveitar e a gerir as diferenças horárias de preço da energia nas suas instalações, e menos sensíveis ao acréscimo de custo da aparelhagem necessária, percentualmente menos significante. Pelo contrário, por ser oposta à tradição e sentida como discriminação sem claro fundamento, a diferenciação geográfica dos preços tem tido pouca aceitação pelos clientes e tem sido travada pela Regulação.

Antes da liberalização do setor elétrico, as tarifas de uso das redes estavam implícitas nas tarifas de fornecimento de energia, e apenas foram explicitadas com a separação das atividades. Começaram por só incidir sobre a procura (cargas) e não sobre a oferta (geração), e por ter uma estrutura muito simples, com um termo de potência e outro de energia.

Inicialmente, o termo de energia da tarifa de uso das redes apenas exigia o pagamento das perdas médias originadas pelos trânsitos na rede de transporte. E, atendendo a que durante as horas de ponta, a geração está mais dispersa e os trânsitos são mais curtos, originando menos perdas, o termo de energia principiou por apenas ser diferenciado em horas de vazio e em horas fora de vazio.

Todos os restantes encargos de uso da rede reconhecidos pela Regulação, amplamente dominantes, eram atribuídos ao termo de potência e distribuídos de forma proporcional às potências dos utilizadores da rede. Por outro lado, sendo as maiores potências tomadas pelos clientes destas redes pouco sincronizadas e quase sempre fora das horas de vazio, não foi então considerado necessário desdobrar as taxas de potência pela potência contratada e pela potência tomada.

Por falta de tradição e por não haver grande diversidade entre os valores das potências contratadas por ponto de entrega, também não foi inicialmente adotado nenhum encargo fixo por ponto de entrega, deixando os encargos correspondentes às celas de saída das subestações da rede de transporte, de uso exclusivo do respetivo cliente, incluídos no preço médio da potência.

Nesta primeira fase de liberalização e de separação das atividades, para além do ainda insuficiente conhecimento da estrutura dos encargos de uso das redes e da forma mais eficiente de os repartir, dominava a preocupação de fomentar a concorrência entre geradores. Razão principal porque estes foram dispensados de qualquer encargo de uso das redes, tanto mais que, também se não ignorava que os geradores repercutiriam tais encargos sobre os preços da energia gerada, acabando pagos pelos consumidores finais.

Gradualmente, como veremos a seguir, esta estrutura demasiado simples foi evoluindo de forma a aderir melhor à estrutura dos custos marginais, não só com o propósito de responsabilizar mais justamente os utilizadores das redes pelos encargos a que dão origem, mas também com a preocupação de reduzir os subsídios cruzados implícitos, quer entre clientes, quer entre atividades do sistema elétrico, quer entre o transporte de energia dentro e fora do sistema, sob a forma de energia elétrica ou sob a forma da energia primária convertida nos geradores.

A3.6 PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

A generalização da telecontagem nas entradas e saídas da rede de transporte melhorou fortemente o conhecimento do valor das perdas reais, em cada hora e por região ou zona, passando a ser possível faturar as perdas por intervalos de tempo mais curtos, eventualmente com diferenciação regional. Assim, com o propósito de se aderir melhor aos custos marginais, em vez dos valores das perdas médias em cada período tarifário, passaram a ser considerados os valores das perdas marginais, duplos dos anteriores[130]. Todavia, para evitar duplicações ou sobreposições de custos, a Regulação retira do valor total dos encargos reconhecidos como sendo de uso das redes de transporte, dominantemente resultantes do equipamento, a diferença entre o valor total faturado nos termos de

[130] Ver no corpo do livro a expressão (3.31) e o texto que a introduz. Note-se que esta aparente dupla faturação das perdas efetivas, feita em tempo real ou em esperança matemática, corresponde a faturar não só as perdas efetivamente verificadas na rede e originadas pelos trânsitos resultantes das cargas, como faturar também as perdas que foram evitadas pelo equipamento existente e que faz com que as perdas efetivas não sejam maiores.

energia e o valor das perdas reais, em euros. O remanescente é recuperado através dos termos de potência.

Desta forma, a maioria dos encargos com as redes continua imputada ao termo de potência, eventualmente sem qualquer distribuição temporal ou concentrados nas horas fora de vazio. Todavia, como os equipamentos de reforço das redes entre dois nós não são só justificados por economias de perdas entre esses nós, mas também e principalmente pelas economias originadas pela não ativação das restrições de segurança e de qualidade de serviço, os modernos modelos de despacho económico, proporcionando o conhecimento das diferenças entre preços nodais, em tempo real ou em esperança matemática, não só proporcionam uma nova metodologia de análise do interesse dum eventual reforço da rede, como permitem alocar os custos destes reforços a períodos horários específicos. Alocação que atende à diferenciação temporal dos preços resultante do recurso a geradores fora da ordem de mérito e de penalidades por procura não satisfeita, cuja probabilidade de ocorrência depende da procura e da disponibilidade dos geradores, mais volátil quando existe energia renovável.

Note-se que a transferência para os termos de energia da tarifa de uso das redes de uma parte crescente dos encargos originados pelos equipamentos das redes, incluindo os justificados pela continuidade de satisfação da procura, tende a esvaziar o termo de potência da tarifa de uso das redes, favorecendo a sistemática redução do termo de potência ou até o seu abandono. Tendência já assinalada nos anexos anteriores a propósitos das tarifas de fornecimento de energia, onde, impulsionada pelos mercados organizados, é mais nítida.

Como a soma das receitas proporcionada pela tarifa não deve ser alterada por esta transferência de encargos para os termos de energia, e à semelhança do já assinalado a propósito da substituição de perdas reais para perdas marginais, incumbe à Regulação velar para que a receita total, proporcionada pelo conjunto das taxas de energia e potência, não exceda a soma dos encargos reconhecidos da atividade da oferta do uso das redes[131] [132].

---

[131] No reconhecimento e aceitação dos encargos da atividade da oferta do uso da rede de transporte, tem um papel fundamental a aprovação do plano de desenvolvimento da rede como sendo o que conduz à minimização dos encargos totais, resultantes do equipamento selecionado, perdas reais e penalidades por não satisfação dos critérios de qualidade de serviço. E a introdução destas penalidades nos encargos reconhecidos deve implicar que estas sejam pagas, com ou sem franquia, segundo adequados regulamentos.

Neste contexto, a Regulação não só deve velar para que o investimento aprovado seja suficiente, não pondo em risco a qualidade de serviço desejada, sobretudo quando as penalidades fixadas são pouco exigentes em valor ou quando beneficiam de grandes franquias, como ainda deve velar para que não seja aceite sobreinvestimento, que o operador de redes tende a propor, para reduzir as penalidades a pagar sem deixar de beneficiar das remunerações correspondentes ao sobreinvestimento. Aliás, como o montante de penalidades a pagar não depende só do equipamento existente mas também da qualidade da manutenção e exploração efetuada, difícil de avaliar, há grande interesse em ajustar as franquias e as penalidades aos valores desejados pelos clientes, política que permite aliviar a Regulação das tarefas de acompanhamento fino da realização do plano e da qualidade da exploração, para se concentrar sobretudo na fixação das penalidades e na supervisão do seu efetivo pagamento.

[132] Na orçamentação anual da exploração das redes, não só devem estar previstos os custos esperados resultantes das perdas como também os custos esperados resultantes dos congestionamentos, com a rede prevista para o ano em causa. Se o planeamento estiver otimizado, eventuais desvios, quer nos custos orçamentados para perdas e congestionamentos quer nos investimentos planeados, devem compensar-se, pelo que estes desvios não devem originar correções posteriores dos

Antes da separação de atividades, os encargos de uso das redes eram simplesmente adicionados aos encargos de geração, e todos os eventuais conflitos de interesse entre estas atividades eram dirimidos no interior de uma mesma empresa, raramente se explicitando os respetivos preços, a não ser por razões de descentralização de gestão[133].

A intensificação das trocas internacionais de energia elétrica, exigindo reforços das interligações entre sistemas explorados por diferentes entidades, também alertou para a insuficiente resolução dos conflitos de interesses entre os utilizadores destes reforços e a localização dos geradores.

Com o crescimento destes conflitos de interesses, em importância e frequência, foi sendo reconhecido de que nem todos os encargos de uso das redes deveriam ser imputados diretamente às cargas, mas também indiretamente, através da geração. E, apesar de se saber que esta não deixa de tentar repercutir no preço da energia vendida os custos de uso das redes que lhes forem atribuídos, como perde a imunidade a localizações economicamente desfavoráveis, passa a ser incentivada a procurar as mais eficientes, com benefício para os consumidores.

Assim, no início deste século, foi recomendado a nível europeu que os encargos de uso das redes fossem repartidos entre a geração e as cargas, tendo sido aconselhadas as frações de 0.25 e 0.75, respetivamente. Frações que seriam aplicadas aos anteriores termos de energias e de potência da tarifa de usos de redes. No entanto, apesar de esta questão ter sido objeto de análise e discussão no interior do Regulador nacional, não foi nessa altura considerada oportuna a atribuição de encargos do

---

proveitos aprovados pela Regulação, com exceção das previamente negociadas e indexadas a variáveis independentes da gestão da rede. Deste modo, não só será incentivada (penalizada) uma exploração eficiente (ineficiente), com a apropriação da redução (ou responsabilização pelo acréscimo) de custos consequente, como também eventuais avanços (atrasos) no programa de investimentos serão compensados pela redução (acréscimo) dos custos com perdas e congestionamentos previamente orçamentados. Raciocínio que, por um lado, pressupõe a prática de preços reais para valorização da energia de perdas e das indemnizações por congestionamentos e por energia não servida e por outro que a esperança matemática destes custos (com a indexação acima referida) esteja incluída no montante de proveitos a recolher.

[133] Tal sucedia por exemplo com a localização das novas centrais termoelétricas, que devia evitar o duplo transporte de energia, nomeadamente sob a forma de combustível, dum porto do litoral para um gerador no interior, e deste para as cargas no litoral, sob a forma de eletricidade. Atendendo a que o transporte de energia por linhas elétricas é mais caro do que transporte de igual montante de energia por gasoduto, oleoduto, comboio dedicado ou por cabotagem, a localização duma grande central térmica queimando carvão importado junto de Abrantes, a central do Pego, pode parecer pouco feliz se não for analisada no contexto do sistema elétrico ibérico. Com efeito, Portugal é atravessado por um fluxo virtual de energia elétrica, da Galiza para Madrid, entrando pelo vale do Lima e saindo pelo vale do Tejo, com uma potência de 400 MW. O fluxo real termina na zona metropolitana do Porto e é regenerado na central do Pego. Deste modo, não só se reduzem as infraestruturas e as perdas do transporte de energia elétrica no território português, como se substitui o transporte de energia sob a forma eletricidade, mais caro, por transporte de carvão em comboio dedicado de Sines para o Pego, mais barato. E não é verdadeiro dizer que se transporta carvão para o interior para depois transportar a energia elétrica para o litoral.

Recorde-se que o aproveitamento sistemático dos grandes recursos hidroelétricos do país começou pelos rios Zêzere e Cávado, mais próximos dos consumos das zonas metropolitanas de Lisboa e Porto, antes de se fazer no Douro internacional que, apesar de oferecer menores custos, exigia linhas de transporte de muito alta tensão com centenas de quilómetros de extensão. Embora em menor escala, esta questão subsiste com o aproveitamento dos recursos eólicos, agora com as particularidades da prioridade de realização destes geradores não estar subordinada à autoridade de planeamento da rede, nem do sistema, e de os promotores não serem responsabilizados pelos encargos de reforço de redes que originam, com exceção das linhas mais próximas, de uso exclusivo.

O crescimento das perdas na rede de transporte, expressas em percentagem dos consumos a satisfazer, verificado nos primeiros anos deste século, parece indiciar uma localização menos eficiente das novas centrais. De facto, o grosso dos acréscimos de consumo continuam localizados no litoral, e as fontes frias necessárias às centrais térmicas estão acessíveis nas proximidades das maiores concentrações da procura de energia elétrica. Porém, os acréscimos de consumo no interior não foram suficientes para absorver os acréscimos de produção eólica e hídrica localizados nas proximidades.

uso de redes à geração. Aliás, pouco depois, as diretivas europeias passaram a apenas recomendar a atribuição de baixas frações dos encargos de uso de redes aos geradores, pelo que este tema só foi publicamente retomado nas consultas para as tarifas de 2012, onde se propõe a inclusão dos geradores na faturação do uso das redes de muito alta tensão, com uma fração próxima de 8%[134].

Todavia, sem se introduzir uma diferenciação regional nesta repartição dos encargos de uso das redes entre geradores e consumidores, não se consegue orientar a sua localização no interior do país, e o interesse da repartição destes encargos fica limitado a reduzir a substituição do transporte de energia sob a forma de combustíveis por transporte de energia elétrica, mitigando o interesse de as novas centrais térmicas se localizarem junto das minas ou dos locais de importação dos combustíveis em vez de se localizarem junto da procura a satisfazer, nacional ou estrangeira[135].

A3.7 REGIONALIZAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

A atribuição aos geradores de uma fração G não nula dos encargos de uso das redes, $G \neq 0$, ou seja, passando consequentemente a fração aplicada às cargas (load) L a ser inferior a 100%, deixando de assumir diretamente totalidade dos encargos, será muito mais interessante se simultaneamente forem introduzidas diferenças zonais nos valores de G e L, refletindo o facto da respetiva zona ser importadora ou exportadora. Com efeito, sem esta diferenciação zonal, não será possível orientar descentralizadamente a localização da produção, térmica e não só, dentro do país ou mais precisamente dentro da rede dum mesmo operador[136].

De facto, para que as tarifas de uso das redes orientem a localização zonal da oferta e da procura de eletricidade, para além dos encargos originados por estas redes deverem ser partilhados entre geradores e consumidores, é necessário que os valores de G e L praticados em cada zona se diferenciem de (pequenos) valores, Δ_g e Δ_l positivos ou negativos, conforme os geradores ou cargas a que são aplicados contribuem ou não, para um acréscimo dos trânsitos entre zonas.

---

[134] Quando a geração é reduzida e os trânsitos de energia são quase unidirecionais, como sucede nas redes de distribuição, compreende-se a recomendação de atribuir aos geradores uma fração reduzida dos encargos de uso das redes. No entanto, em redes de interligação entre grandes centros de produção e de consumo, de potência total muito próxima e com grande variação da direção dos trânsitos, de hora para hora e de semana para semana, só por falta de tradição se entende que a repartição destes encargos não seja simétrica, próxima de 50%.

[135] Por exemplo, as empresas espanholas de produção de energia perderiam o transporte gratuito de eletricidade de Portugal para Espanha e teriam de assegurar suficiente quota de mercado no nosso país para terem interesse em localizar centrais queimando gás natural liquefeito em Portugal nomeadamente junto de Sines.

[136] Desde há muitos anos que em Portugal continental, rede de um só operador, não se diferenciam regionalmente as tarifas de venda de energia, nem as de uso da rede de transporte, mesmo quando ocorrem congestionamentos originando recurso a centrais fora da ordem de mérito. Diferenciação que todavia vem sendo adotada em redes mais extensas, designadamente na fronteira entre operadores da rede Ibérica, apesar de sujeita a um mesmo operador de mercado.

G , L, Δ_g e Δ_l (notação em que o índice de zona não está explícito) devem ter a mesma estrutura, qualquer que seja, permitindo a adição termo a termo. E o sinal dos diferenciais Δ_g e Δ_l deve refletir o facto da zona em que são aplicados ser emissora ou recetora de energia elétrica. Assim, e independentemente dos fluxos virtuais resultantes de eventuais contratos bilaterais a que estejam associados, os geradores numa zona exportadora devem pagar pelo uso das redes a fração $G+\Delta_g$, onde Δ_g deve ser proporcional à distância média que, no instante em causa, um acréscimo de produção nessa zona tem de percorrer até uma zona importadora. Analogamente, os consumidores de uma zona importadora devem pagar a fração $L+\Delta_l$, onde Δ_l deve ser proporcional à distância média que um acréscimo de consumo nessa zona teria de percorrer desde as zonas exportadoras mais próximas. Simetricamente, os consumidores numa zona exportadora devem pagar pelo uso das redes a fração $L-\Delta_l$ onde o valor de Δ_l reflete a distância média que um acréscimo de produção nessa zona tem de percorrer até uma zona importadora; e os geradores de uma zona importadora devem pagar a fração $G-\Delta_g$ onde Δ_g deve ser proporcional à distância média que um acréscimo de consumo nessa zona teria de percorrer desde as zonas exportadoras mais próximas[137].

Note-se que o preço da energia, antes do transporte, não depende do lugar onde a energia é consumida, nem do lugar onde é gerada; apenas depende da tecnologia usada e dos custos locais dos fatores de produção, pelo que não é apropriado falar de preço zonal de produção da energia, mas sim de preço zonal de transporte.

Se o preço de energia é baixo, estamos provavelmente numa zona exportadora, e o acréscimo Δ_g da tarifa de uso das redes, aplicado a G , só será compensado pelo decréscimo Δ_l, aplicado ao L dos consumidores da mesma zona se Δ_g e Δ_l forem iguais, ou seja se em cada zona $\Delta_g = \Delta_l = \Delta$. Assim, para evitar subsídios entre consumidores e geradores de uma mesma zona, a proporção entre Δ_g e Δ_l deve ser independente da adotada entre G e L. Por outro lado, os consumidores das zonas importadoras não só não beneficiam do reembolso do acréscimo Δ_g aplicado nas zonas exportadoras como têm de pagar o Δ_l da sua própria zona. E os acréscimos no preço total da energia pagos pelos consumidores das zonas importadoras – diretamente Δ_l e através dos geradores das zonas exportadoras Δ_g – proporcionam a remuneração necessária para as linhas entre zonas.

[137] Este raciocínio refere-se a fluxos reais, é independente dos trânsitos aparentes transpondo sucessivas fronteiras de zonas, sujeitas ou não a um mesmo regulador, e dispensa qualquer sistema de adição de tarifas (pancaking) dos sistemas atravessados.

Embora os valores de G e L sejam próprios de cada zona, numa primeira fase de regionalização da tarifa de uso de redes, parece preferível adotar para G e L valores médios comuns a todas as zonas. E coerentemente com a adoção de valores comuns de G e L para todas as zonas, devido ao caráter inovador do diferencial Δ, bem como à consequente necessidade de uma fase de adaptação, também parece interessante começar por não diferenciar os seus valores em função das distâncias a percorrer pelas importações ou exportações de cada zona, adotando um valor médio comum a todas as zonas, mas proporcionando a receita necessária a cobertura dos encargos das linhas entre zonas[138]. E, como as distâncias médias de importação por uma zona são simétricas das de exportação por outra zona, também os valores médios de Δ_g e Δ_l podem ser considerados iguais, pelo que podemos dispensar os índices zonais, em G, L, Δ_g e Δ_l, que temos mantido implícitos, e ainda usar um só diferencial $\Delta = \Delta_g = \Delta_l$[139].

Assim, por cada intervalo tarifário, não só se dispensa a adoção de G e L próprios de cada zona, como também se adota um mesmo valor absoluto de Δ, comum a todas as zonas. Simplificação que por enquanto parece suficiente para orientar a localização dos novos geradores e dos grandes consumidores.

Sem um diferencial sensível ao facto da zona ser exportadora ou importadora, os consumidores das zonas importadoras e os geradores das zonas exportadoras recebem subsídios internos à tarifa de uso das redes de interligação e transporte, com origem nos consumidores das zonas exportadoras e nos geradores das zonas importadoras[140]. Subsidiarização que deve ser atenuada tanto quanto possível. Antes da separação de funções, estes subsídios verificavam-se no interior de uma mesma grande empresa, integrando verticalmente a produção e o transporte, e única fornecedora de todos os consumidores, neutralizando-se. Com a liberalização, deixou de se poder admitir que a gestão desta empresa única racionalizaria a localização dos novos geradores, e passou a ser necessário promover estruturas e valores de preços que, embora de forma descentralizada, não deixem de incentivar esta racionalidade.

Para qualquer gerador, uma tarifa de uso de redes deste tipo continua independente da distância e do destino do trânsito, real ou virtual, e apenas depende do local da geração. Analogamente, para um

---

[138] Não deixaremos de esboçar no fim do capítulo como fazer uma diferenciação dos valores a aplicar em cada zona ou par de zonas, ainda que não pertencentes a um mesmo operador de rede.

[139] Assim, por exemplo, no nordeste de Portugal, seria aplicada a fração $G+\Delta$ aos geradores e $L-\Delta$ aos consumidores. Pelo contrário, no Algarve seriam adotados $G-\Delta$ e $L+\Delta$.

[140] Embora estes subsídios tenham significado ao nível da tarifa de uso das redes de interligação e transporte (que podem atingir duas ou três dezenas de pontos percentuais), com grande incidência na tarifa de uso de redes pagas pelo geradores, originando importantes transferências entre zonas importadoras e exportadoras de energia, como o peso relativo no preço total de um fornecimento cresce com a tensão, têm pouco significado para os consumidores nas redes de tensões menos elevadas, nomeadamente em baixa tensão (da ordem de dois ou três pontos percentuais).

comprador, comercializador ou cliente, esta tarifa continua independente da origem da compra e da distância percorrida, sendo apenas dependente do local da receção.

Para melhor perceção da forma como o diferencial Δ atua, tem interesse notar que no interior de uma zona importadora, diretamente, através da tarifa de uso das redes de transporte e interligação, ou indiretamente, através do preço da energia, todos os consumidores pagarão o valor de Δ da zona, contribuindo para o financiamento das linhas de transporte alimentadoras da zona. E, graças à redução Δ praticada na parcela da tarifa de uso das redes de transporte aplicada aos geradores das zonas importadoras, estes não só são dispensados do pagamento do valor correspondente, como, concorrendo com preços acrescidos de Δ aplicados à energia importada, ainda beneficiam de um prémio de igual valor, pelo que são incentivados a aumentar a potência de geração nestas zonas, reduzindo-se a pressão para reforçar as linhas de interligação necessárias às importações da zona.

As taxas de acesso às redes pagas pelos consumidores são diferenciadas de forma simétrica, reforçando a atração dos grandes consumidores para as zonas com excesso de produção e repelindo-os das zonas com défice de oferta.

Exposta a teoria, passemos à exposição sucinta do cálculo de G, L e Δ comuns a todas as zonas[141]. Recorde-se que, através de G e de L, os trânsitos resultantes da geração e consumo dentro de uma mesma zona ou conjunto de zonas, independentemente de serem exportadoras ou importadoras, devem proporcionar os proveitos necessários à cobertura da totalidade dos encargos de uso das redes internas a essas zonas, incluindo perdas. E, através dos diferenciais Δ, aplicados aos trânsitos entre zonas, são recolhidos os proveitos complementares necessários à cobertura dos encargos com as linhas necessárias à sua existência, não considerados no cálculo da receita recolhida por G e L.

Por definição de zona – conjunto de nós fortemente interligados entre si e com muito pequena probabilidade de ocorrerem congestionamentos entre eles – podemos dispensar o recurso aos modernos modelos de despacho para determinar os valores dos termos da tarifa de uso da rede interna à zona e, seguindo a metodologia clássica descrita no anterior capítulo PERSPETIVAS DE EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA, podemos adotar termos de energia proporcionais à média das perdas marginais em cada intervalo tarifário, no conjunto de zonas considerado, e um termo de potência proporcionando o complemento de proveitos necessário para cobrir a totalidade dos

[141] Nesta apresentação simplificada, seguimos a metodologia usada nas versões regionalizadas do já anteriormente referido programa Valorágua.
Por economia de tempo cálculo e por dificuldade de obtenção de dados adequados, no planeamento regionalizado do sistema produtor com a rede entre zonas, nos anos 70 do século passado foi considerado suficiente adotar apenas cinco períodos horários por dia e doze períodos por ano (12 meses e não 52 semanas). Aliás, atendendo a que, normalmente, não é nas horas de ponta que as redes de muito alta tensão estão mais carregadas, e considerando a pequena diversidade entre os valores encontrados, foi posteriormente efetuada a sua agregação, ponderada e segundo critérios de proximidade, em dois períodos tarifários (vazio e fora de vazio) e duas estações (inverno e verão).

encargos reconhecidos pela Regulação para essas zonas. Os termos de energia e potência assim calculados são posteriormente desdobrados, por geradores e consumidores, segundo os valores adotados para as frações G e L.

Todavia, como, para além das redes intrazonais, existem as linhas de interligação entre zonas, relativamente extensas e potentes, é ainda necessário que os trânsitos que as percorrem originem os proveitos necessários para cobrir os encargos destas linhas, não incluídos no anterior cálculo de G e L. Vejamos como calcular os complementos Δ para assegurar esta cobertura[142].

Recorde-se que os trânsitos nas linhas entre zonas não resultam apenas da existência de desequilíbrios entre as capacidade das centrais geradoras e a potência de ponta da procura de energia elétrica de cada zona, mas também do mix de centrais não ser o mesmo em todas as zonas. Razões porque a probabilidade de ocorrência de congestionamentos nestas linhas não é de desprezar, pois nem sempre se justifica a existência de capacidade de interligação entre zonas suficiente para que não seja necessário recorrer no conjunto das zonas a geradores fora ordem de mérito.

Imagine-se uma rede simplificada em que cada nó corresponde a uma zona e em que as linhas entre cada par de zonas são representadas por uma linha eletricamente equivalente. Como os geradores e as cargas existentes em cada zona são transferidos para o nó representativo da zona, deve-se acrescentar uma carga igual às perdas verificadas no interior dessa zona. E, aplicando os modernos modelos de despacho a esta rede simplificada, obtemos os preços marginais de energia nestes nós ou zonas.

Como referimos no capítulo PREÇOS NODAIS E RENDAS DE GERADORES, se não existir qualquer congestionamento na rede e desprezarmos perdas nas linhas entre zonas, os preços zonais, p, são todos iguais ao preço de referência da energia no sistema, λ, por sua vez igual aos custos variáveis da central marginal, e os geradores não marginais beneficiam de uma renda igual à diferença entre o preço referência de energia no sistema e o respetivo custo variável $\eta_g = p - c = \lambda - c$. Contudo, de hora para hora, o gerador marginal no sistema pode mudar, inclusivamente de zona, sucedendo o

[142] Embora a determinação do valor de Δ deva ser considerada como uma parte do cálculo da tarifa de uso das redes, não é necessário que os clientes conheçam o seu valor, sendo geralmente suficiente que apenas conheçam os valores de $G \pm \Delta$ e de $L \pm \Delta$. Aliás, a maior parte dos consumos localiza-se em zonas importadoras, onde é possível continuar a adotar valores de $G - \Delta$ e de $L + \Delta$, respetivamente iguais a 0% e 100%, valores que pressupõem o desejo de praticar valores de G baixos, (neste caso iguais a Δ mas não inferiores para evitar termos negativos). Apenas em zonas exportadoras haverá que adotar valores para $G + \Delta$ e $L - \Delta$ diferentes 0% e 100%, como 8% e 92%, respetivamente, exemplo que respeita um eventual limite inicial de 8% na participação na tarifa de uso de redes a impor a geradores.

mesmo com o nó ou zona de referência e com o preço referência da energia no sistema λ. E o sentido dos trânsitos entre zonas pode inverter-se.

Num cenário mais próximo da realidade, já não sem perdas mas ainda sem congestionamentos nas linhas entre zonas, os preços zonais, p , apesar de próximos do preço de referência do sistema, que continua igual ao custo variável do gerador marginal, diferem de zona para zona. Nomeadamente nas horas de vazio, quando as grandes centrais de base são suficientes para a satisfação de toda a procura do sistema, os preços nodais das zonas então importadoras são superiores ao preço de referência da energia no sistema, acrescidos dos custos correspondentes às perdas marginais então existentes desde a zona da central de referência.

Se, como sucede na realidade, para além de perdas, existiram congestionamentos numa ou mais linhas entre zonas, as divergências entre preços nodais p acentuam-se e alguns podem afastar-se sensivelmente de λ, preço de referência da energia no sistema. E, como se referiu em CUSTOS SOMBRA DOS CONGESTIONAMENTOS EM REDE, até podem existir num mesmo momento mais do que um gerador sem que a restrição correspondente ao respetivo limite máximo de capacidade esteja ativa. Então, embora o preço marginal da energia, na zona em que cada um destes geradores se encontra, seja igual ao respetivo custo variável, só o maior destes preços marginais deve ser considerado como preço de referência da energia no sistema. E, enquanto duram estes congestionamentos, nada impede que se convencione um preço de referência da energia para cada subsistema, igual ao custo variável do gerador desse subsistema cujo limite de capacidade não se encontra ativo mantendo-se nulo o valor da variável dual associada a este limite. E, como também foi então referido, podemos concluir que a ocorrência de congestionamentos implicando o recurso a geradores fora ordem de mérito divide (split) o sistema em dois ou mais subsistemas, separados por troços congestionados, entravando a utilização de geradores ainda não totalmente aproveitados e impedindo que a sua energia substitua a de outros geradores com maiores custos variáveis.

Nesta situação, o preço marginal da energia na zona em que um gerador não inteiramente utilizado se localiza é igual ao seu custo variável e define o preço de referência da energia dentro do subsistema. E a diferença entre os preços de referência da energia de cada subsistema, sendo inteiramente absorvida por custos de perdas e congestionamentos na rede entre zonas, não só deixa de ser atribuída ao financiamento do gerador não inteiramente utilizado, como pode e deve ser dirigida para o financiamento de reforços da rede que reduzam estes custos com congestionamentos e perdas.

A diferença entre preços de referência de subsistemas pode ser ainda mais significativa quando, devido a congestionamentos em linhas entre zonas e independentemente de existirem noutros subsistemas geradores fora da potência máxima, ocorrer não satisfação da procura de energia garantida. Com efeito, o facto do valor da indemnização a pagar pela interrupção dos fornecimentos

poder ser dez ou vinte vezes superior aos custos variáveis dos geradores de último recurso eleva substancialmente o custo sombra dos congestionamentos que originem a não satisfação da procura[143].

No capítulo EQUILÍBRIOS DE MÉDIO E LONGO PRAZO, referiu-se que apenas se deverá realizar um reforço de rede entre dois nós se e só se a esperança matemática do custo total atualizado em investimento e exploração, por unidade de capacidade e durante a vida económica deste reforço, for inferior ao integral, em igual duração de tempo, da esperança matemática da diferença de preços nodais nos extremos do reforço em análise, diferença que é igual à soma dos custos marginais em perdas e congestionamentos causados por um acréscimo marginal do fluxo de energia entre aqueles nós. E, também recorda-se que a explicitação da rede, com o seu desenvolvimento no território, dificulta o bom acolhimento da hipótese de continuidade das variáveis usadas nestes modelos de otimização do sistema elétrico, pois, para além da variação das capacidades dos geradores, transformadores e linhas se fazer por saltos, segundo valores normalizados, ainda se tem de atender às descontinuidades características das redes, de caráter geográfico. Razão porque se torna necessário comprovar a conclusão da análise marginal através da comparação dos resultados antes e depois dum reforço, confirmando a solução escolhida pela comparação das contribuições das diversas alternativas para a minimização dos custos totais em investimento, exploração e penalizações por não satisfação da procura. Confirmação que deve considerar diversificados cenários de exploração e de configuração da rede, não excluindo os que incluem a ocorrência de contingências originando situações críticas de não continuidade de serviço. Com efeito, devido às descontinuidades acima referidas, sucede muitas vezes que as diferenças de custos marginais nos extremos de um reforço da rede, depois da sua realização, são tão diferentes e menores das que eram antes, deixando de servir de referência para a fixação de preços assegurando a recuperação dos encargos originados pelo reforço em causa.

No entanto, a Regulação, ao homologar o planeamento da rede, compromete-se com as programações escolhidas e implicitamente reconhece que os encargos resultantes da existência das linhas e da sua exploração, em conjunto ou separadamente, estão justificados pela redução de custos, em perdas, congestionamentos ou indemnizações por não satisfação da procura, proporcionada por aquelas linhas.

No entanto, promovendo a eficiência a curto prazo, e à semelhança do referido para o interior das zonas, os preços a aplicar em cada intervalo de tempo às energias transitadas entre zonas devem tanto quanto possível corresponder à esperança matemática dos custos em perdas, em

[143] Para se ter em conta a contribuição das linhas e de outros equipamentos para a redução das quantidades de energia não satisfeita devido a curtas interrupções consequentes de indisponibilidades fortuitas, é necessário desdobrar cada um dos cenários horo-sazonais caracterizando a evolução temporal das cargas e dos equipamentos de produção, por vários sub-cenários caracterizando as indisponibilidades fortuitas dos equipamentos. Procedimento não adotado no programa Valorágua, não vocacionado para o dimensionamento fino da rede de transporte e interligação.

congestionamentos e em indemnizações por energia não servida, resultantes de um acréscimo marginal do fluxo de energia entre as zonas em causa. E, estando incluídos nestes termos energia não apenas os custos das perdas marginais mas também dos congestionamentos e indemnizações, seria teoricamente possível dispensar um termo potência, pelo que seria suficiente escalar os valores obtidos por intervalo de tempo para obter o nível de receitas aprovado pela Regulação. Todavia, designadamente se este cálculo excluir certos tipos de congestionamentos ou indemnizações, será necessário considerar um termo de potência completando a recolha dos proveitos aprovados, termo que poderá ser modulado por intervalo de tempo segundo a respetiva probabilidade de ocorrerem congestionamentos e ou energia não servida não considerados nos cálculos dos preços nodais.

Numa zona exportadora, mesmo um microgerador perdido no interior de uma rede de baixa tensão deverá pagar o valor de Δ_{MAT} da zona, mas não o valor de G_{MAT}. Com efeito, qualquer acréscimo de geração de energia origina maior exportação dessa zona. Contudo, enquanto a produção descentralizada destas redes se mantiver muito inferior ao respetivo consumo, os geradores das redes BT poderão ser dispensados do pagamento de parte G_{BT} da tarifa de uso dessa rede, o que na prática pode corresponder a manter o seu valor igual a zero, aproximação muito defensável enquanto estas redes de BT forem dominantemente importadoras.

Todavia, com o sucessivo crescimento da geração descentralizada, uma rede de distribuição em MT ou AT pode transformar-se numa rede de recolha de energia. Então, à semelhança do preconizado para as redes de MAT, especialmente se a quantidade de energia recolhida passar a ser da mesma ordem da energia distribuída, os geradores deverão passar a partilhar as tarifas de uso de redes de distribuição das tensões em que esta relação se verifica, pagando a fração G_{MT} ou G_{AT} atribuído à rede em causa, acrescida ou creditada do valor Δ_{MAT} da zona, conforme esta é exportadora ou importadora através das redes de muito alta tensão.

Muito sucintamente, encare-se a determinação do valor Δ de uma zona pertencendo a mais do que um operador de rede (Douro internacional ou Alto Minho) que deverá ser feita em colaboração, e os mesmos dados serão usados para repartir os proveitos diferenciais aplicados aos geradores ou consumidores dessa zona. Depois de classificar as zonas em importadoras e exportadoras, determina-se o comprimento médio dos fluxos entre zonas, no vazio e fora do vazio. Os proveitos recolhidos através dos Δ pagos pelos geradores ou cargas de zonas deste tipo deverão ser partilhados pelos operadores de rede, proporcionalmente ao valor médio do produto ”potência × distância para a Zona mais próxima com saldo de potência de sinal diferente do da zona em causa”. Os dados necessários para estes cálculos são fáceis de prever e não dependem de contratos bilaterais eventualmente existentes.